



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE
UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA
UNA INDUSTRIA CÁRNICA**

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: MECÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS
ÁREA DE INGENIERÍA TÉRMICA

AUTOR: FERNANDO RAMIRO VELASCO

DIRECTOR: PEDRO A. RODRÍGUEZ AUMENTE

SEPTIEMBRE 2009

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor Pedro el apoyo recibido a la hora de solucionar los problemas y dudas surgidos a la hora de realizar el proyecto.

Quiero brindar este proyecto a mi familia, especialmente a mis padres, por apoyarme de manera incondicional.

Agradecer a “lo mejor de cada casa”, todos esos amigos que nos hemos ido juntando en estos años, que han ido llenando de anécdotas y experiencias irrepetibles esta etapa, y han hecho mucho más llevadero mi paso por esta universidad

Y especialmente, darle las gracias a Zaida. Sin ella me hubiera sido mucho más difícil llegar hasta este final

INDICE

1.- Objetivo del proyecto	1
1.1.- Motivación del Proyecto.....	1
1.1.- Objetivos del Proyecto.....	1
1.3- Alcance del Proyecto.....	2
2.- Introducción	3
2.1.- Cogeneración.....	3
2.1.1.-Introducción a la cogeneración.....	3
2.1.2.-Aplicaciones.....	7
2.1.3.-Rentabilidad: Importancia del Marco Legal.....	8
2.3.- Marco Legal.....	10
2.4.- Tecnologías de Cogeneración.....	12
2.4.1.-Cogeneración con Motor Alternativo.....	13
2.4.2.-Cogeneración con Turbina de Gas.....	15
2.4.3.-Cogeneración con Turbina de Vapor.....	17
2.4.4.-Cogeneración de ciclo combinado con turbina de Gas.....	19
2.4.5.-Elección de la Tecnología de cogeneración.....	20
3.- Bases de diseño	22
3.1.- Condiciones de partida.....	22
3.1.1- Justificación de la cogeneración.....	22
3.1.2-Ubicación, emplazamiento y climatología.....	22
3.1.3-Modelo de Demanda Energética.....	23
3.1.4-Horas de funcionamiento.....	30
3.2.- Elección de Tecnología.....	30
4.- Descripción de la Solución Adoptada	35
4.1.- Características Generales.....	35
4.2.- Aprovechamiento energía térmica del motor.....	36
4.3.- Recuperación de Calor.....	37
4.4.- Descripción equipos circuito.....	39
4.5.- Sistema eléctrico.....	44
5.- Balances Energéticos	45
5.1.- Energía Eléctrica.....	45
5.2.- Energía Térmica.....	45
5.3.- Energía Primaria.....	48
5.4.-Cálculo Rendimiento Eléctrico equivalente.....	48
6.- Estudio Económico	50
6.1.- Análisis Rentabilidad.....	50
6.2.- Presupuesto.....	52
6.3.- Indicadores de Rentabilidad.....	52
7.- Estudio Medioambiental	54
7.1.- Reducción de emisiones de CO ₂	55
8.- Conclusiones	57
9.- Bibliografía	59
10.- Anexos	60
Anexo I.- Índice de figuras.....	60
Anexo II.- Datos Técnicos Motores.....	61
Anexo III.- Estudios Energéticos.....	77

Anexo IV.- Estudios Económicos.....	114
Anexo V.- Planos	144

1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.1 Motivación

La empresa Industrias Cárnicas Villar, cuyo centro de producción se encuentra situada en Los Rábanos, Soria, decide estudiar la viabilidad de la instalación de una planta de Cogeneración, con el fin de satisfacer la demanda de energía térmica de su proceso productivo, hasta ahora cubierta con calderas de Gas Natural convencionales.

La decisión de instalar esta planta de cogeneración, ha sido motivada principalmente por dos razones:

- Disminución Costes energéticos, haciendo que la empresa sea más competitiva en su sector.
- Contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2 Objetivos del proyecto.

El presente proyecto tiene como finalidad dimensionar una planta de Cogeneración, con el fin de atender las demandas energéticas de la industria.

Para ello, se valorarán distintas alternativas tecnológicas, tanto técnica como económicamente, y se realizarán sus correspondientes Estudios de Viabilidad, que se nos conducirán a la elección del tamaño definitivo de la planta.

El objeto fundamental de la instalación de esta central es optimizar las necesidades energéticas de la industria al aprovechar la energía residual disponible en el motor para el suministro de energía térmica para los procesos de la fábrica, en forma de:

- Vapor de proceso
- Agua caliente Sanitaria (ACS de ahora en adelante).

El presente proyecto hará una descripción básica del sistema y dispositivos para esta Instalación de Cogeneración de ciclo simple, compuesta por un grupo moto generador a gas natural de 1 MWe de potencia unitaria, sus equipos auxiliares y el sistema de aprovechamiento térmico.



1.3 Alcance del Proyecto.

El proyecto abarca:

- Descripción del principio de cogeneración, marco legal y tecnologías
- Selección de la planta de potencia adecuada a la aplicación: Tecnología, tamaño y programa de funcionamiento.
- Descripción del funcionamiento general de la planta.
- Descripción de los elementos generales de la planta de Cogeneración
- Comprobación del cumplimiento por parte de la planta de cogeneración del Rendimiento Eléctrico Equivalente exigidos por el Real Decreto 661/2007
- Justificación de la viabilidad económica de la planta de cogeneración
- Cálculo del ahorro global de emisiones de CO₂

No son objeto de este proyecto:

- Dimensionamiento de circuito recuperación térmica de la planta.
- Dimensionamiento del sistema eléctrico de la planta de cogeneración.
- Análisis y estudio del proceso industrial para su optimización, y conseguir una reducción de la demanda térmica.

2 INTRODUCCIÓN

2.1 Cogeneración.

2.1.1 Introducción a la cogeneración.

Habitualmente los usuarios satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el usuario, suele conllevar unos costes elevados, y desde el punto de vista de uso racional de la energía bastante ineficiente. La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir de forma importante la factura energética de ciertos consumidores, sin alterar su demanda energética.

Se define cogeneración como la producción simultánea de energía mecánica (transformada en electricidad) y energía térmica útil.

Igualmente, nos referimos a Poligeneración como la producción simultánea y conjunta de tipos adicionales de energía útil: frío (trigeneración para climatización y agua fría de proceso, p.e.), aire comprimido, otros tipos de energía mecánica, vapor y/o agua caliente a diferentes temperaturas, etc

La producción simultánea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero este no es aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente.

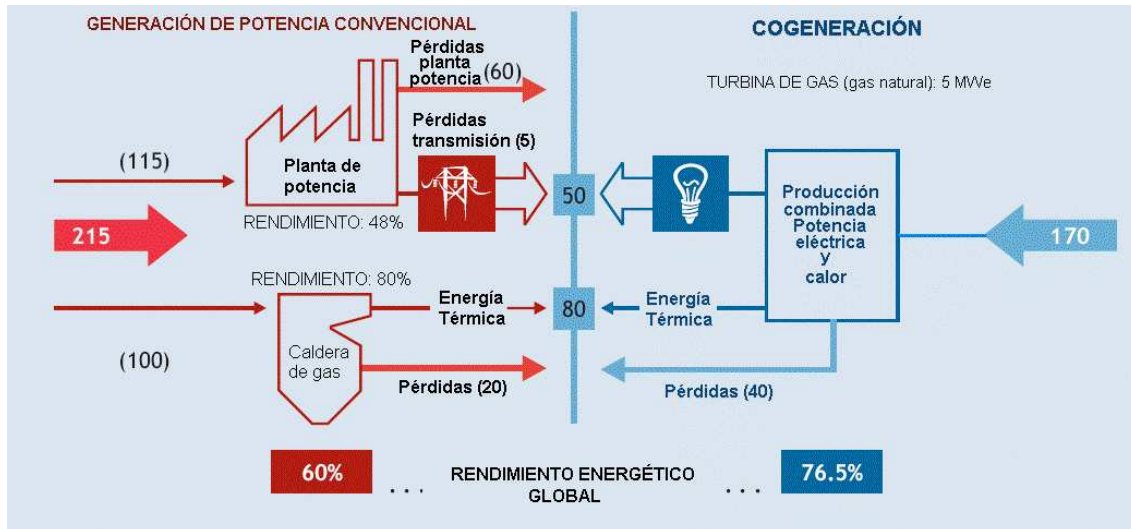


Figura [2.1]- Sistema convencional generación de energía/Sistema Cogeneración. Fuente IEA. 2007

Recordemos que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía.

Este aprovechamiento simultáneo (electricidad + calor), que conlleva un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la autogeneración, en la cuál no hay aprovechamiento térmico como efecto útil secundario.

Analizando lo que antecede, podemos señalar las principales características diferenciales de la cogeneración:

- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional.
- Se produce la energía allí donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte, y aumenta la autonomía de las fábricas.

El usuario que cogenerateda sigue demandando la misma cantidad de energía (calor y electricidad) que en la situación primitiva, cuando compraba la electricidad a la compañía eléctrica y el combustible a la compañía suministradora. Su ventaja es económica, ya que obtiene la misma cantidad de energía a menor coste. Esto implica obviamente una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable.

Las principales ventajas de la cogeneración son las siguientes:

- Ahorro de energía primaria: El consumo de combustible para producir un kWh eléctrico con una instalación de cogeneración es inferior al de una central térmica convencional
- Ahorro económico, a consecuencia de lo anterior
- Mejora medioambiental, permitiendo un desarrollo sostenible, reduciéndose las emisiones al disminuir el consumo de energía primaria
- Elimina pérdidas por transporte y distribución de energía eléctrica
- Disminuye la dependencia energética del exterior
- Posibilita industrializar zonas alejadas de las redes de distribución eléctrica

Cuando se escribe o se habla de cogeneración y sus aplicaciones, ya sea de una instalación concreta o en general, siempre se suele comenzar por el elemento primario, esto es, el motor, la turbina de gas o de vapor. Por el contrario, cuando se estudia, cuando se gesta el proyecto, cuando se analizan las diferentes posibilidades, ha de hacerse al revés: debe comenzarse por las necesidades de calor del proceso, tanto en cantidades como en el tipo (nivel de temperatura, fluido calo-portador, etc) para a partir de ahí, determinar el tipo de máquinas y su tamaño, que pueden proporcionarnos esta energía térmica. Como resultado tendremos una o varias instalaciones que para esa energía térmica, producen diferentes cantidades de electricidad y con diferente rendimiento y que, por tanto tendrán diferente rentabilidad económica.

Es interesante destacar que el análisis de las necesidades de proceso no se debe restringir a la situación actual sino que hay que investigar si hay posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y, por ende, más rentable. Es importante resaltar que en el actual marco legislativo, tanto español como europeo, el diseño de la planta se orienta a atender la demanda de calor, ya que es posible vender al proveedor de energía eléctrica la totalidad del excedente eléctrico producido, pudiendo llegar al 100% de dicha producción. Por tanto, podemos concluir, que la base de la cogeneración, es el aprovechamiento de calor.

Una central termoelectrónica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuel óleo, gasóleo, gas natural) para producir una energía térmica, que es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica de alta calidad. Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en



mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas (estas últimas plantas llamadas de punta o de picos, por su facilidad para dar suministrar energía con rapidez en los momentos de mayor demanda). En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%, el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

La proporción de energía química convertida en energía eléctrica es baja porque la mayoría del calor se pierde al ser calor desechado de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica.

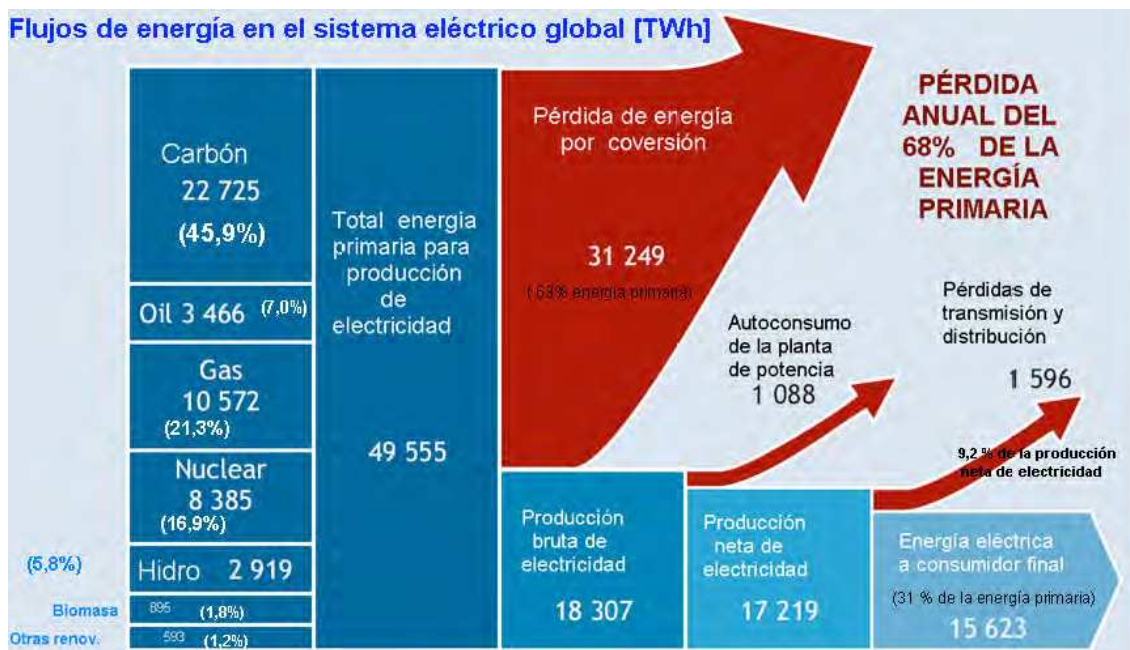


Figura [2.2] – Flujos de energía en el sistema eléctrico Español. Fuente: Universidad Sevilla.

Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos si que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desecharía: de esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual. Este diferente concepto de aprovechamiento energético es que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

2.1.2 Aplicaciones de la Cogeneración.

Puesto que la cogeneración es una forma muy eficiente de generación de energía, la mayor rentabilidad se presenta en los sectores intensivos en energía. Otra ventaja importante de la implantación de cogeneración es que mejora la fiabilidad del suministro eléctrico.

El requisito para la implantación de cogeneración es que exista un consumo de calor y/o frío. El tipo de calor necesario conducirá a un tipo determinado de motor primario y de instalación. Otro factor que influye decisivamente sobre el tipo de instalación son los combustibles disponibles. Los consumos térmicos en alta temperatura favorecen el uso de las turbinas de gas, y los de agua caliente a los motores alternativos. En este sentido, hay que hacer primero una revisión de los consumos finales, para determinar si realmente es preciso la temperatura utilizada, tanto si se trata de gases calientes como vapor, puesto que a menudo para unificar se utiliza siempre el nivel térmico o entálpico más alto.

En todo caso si existe consumo térmico, se puede instalar cogeneración y sólo el tipo de planta y su optimización es la que viene influida por el tipo y tamaño de consumo.

Como toda instalación eficiente, es más cara que una instalación convencional, el tiempo de funcionamiento influirá también en su rentabilidad.

Es decir las industrias idóneas para instalar plantas de cogeneración son aquellas con gran consumo térmico y muchas horas de funcionamiento.

Una relación no exhaustiva de sectores industriales idóneos para cogeneración es la siguiente:

- Pasta y papel.
- Industrias químicas
- Industria petroquímica y de refino de petróleo.
- Industrias cerámicas
- Industria alimentaria
- Empresas de producción de CO₂.
- Tratamiento de residuos.
- Depuradoras y tratamiento de agua.
- Empresas del sector automoción.



El sector industrial ha sido tradicionalmente el sector con mayor penetración de cogeneración. No obstante, el sector terciario o de servicios puede rentabilizar plantas de cogeneración, pues tiene necesidades térmicas importantes, en la mayoría de los casos para climatización. En este caso la utilización de equipos de absorción es un factor decisivo, porque permite un aumento del número de horas reutilización del calor y una regularidad de la demanda. Entre las instalaciones con mayores posibilidades de implantación estarían las siguientes:

- Hospitales
- Colegios y universidades
- Sector Residencial (Distric Heating).
- Hoteles
- Piscinas climatizadas
- Aeropuertos
- Centros comerciales

2.1.3 Rentabilidad: importancia del Marco Legal

Una planta de cogeneración no deja de ser una inversión económica, y como tal, los promotores buscan maximizar la rentabilidad de la misma, y conseguir periodos de amortización razonables.

El siguiente gráfico muestra una estimación de la inversión inicial a realizar, según el tamaño de la planta.

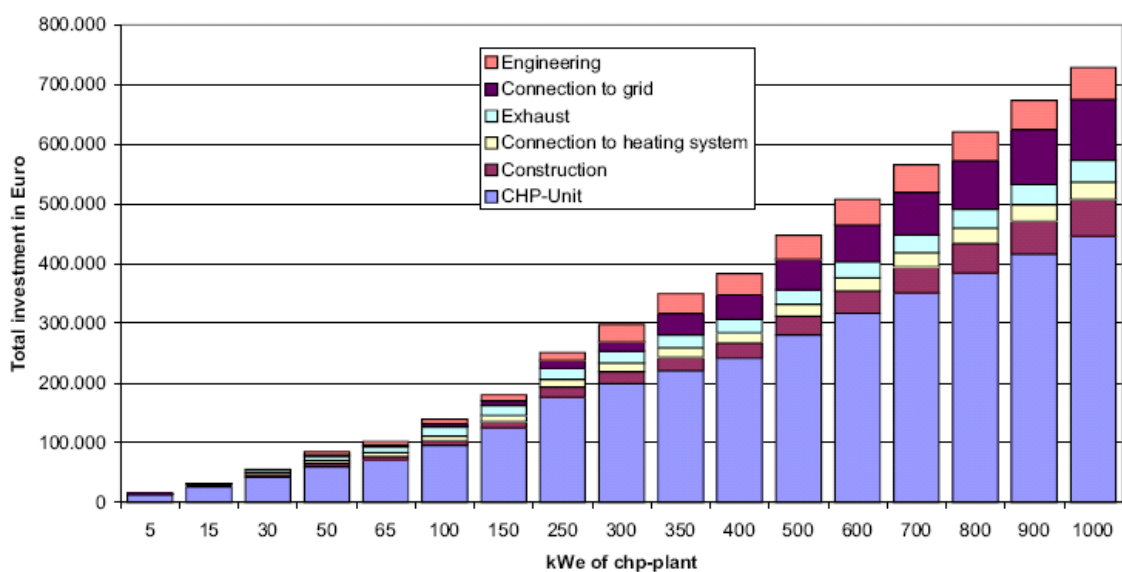


Figura [2.3] – Costes iniciales en una inversión de cogeneración. Fuente: ASUE 2005

Los altos precios del gas y la moderación en la subida del precio eléctrico han hecho que muchos proyectos que se desarrollaron en su día como proyectos muy atractivos hayan perdido todo el interés por su escasa rentabilidad, o porque directamente habían entrado en pérdidas.

La rentabilidad de este tipo de instalaciones depende hoy en día de dos factores:

- El aprovechamiento térmico de la instalación. Sólo es posible la rentabilidad si hay un aprovechamiento térmico adecuado, es decir, si la instalación industrial a la que está asociada es capaz de utilizar de forma rentable toda la energía térmica que produce la planta de cogeneración.
- La prima eléctrica. En algunas ocasiones, con los precios del mercado, incluso en el caso de un buen aprovechamiento térmico, se necesitará de un incentivo, una prima, sobre el precio de venta de la electricidad que garantice una tasa de retorno de la inversión razonable, o una rentabilidad atractiva, en los casos en los que la planta ya esté amortizada.

Otro factor no menos importante que influye en la rentabilidad de una planta de cogeneración son los gastos de explotación de la planta:

- Contrato de Mantenimiento Grupo Motogenerador.
- Contrato de mantenimiento instalaciones auxiliares.
- Seguros
- Gastos de lubricante, refrigerante, agua tratada, etc
- Gastos de gestión de la planta.

Por estos factores, es difícil competir con el precio y la comodidad de la electricidad de la red, ya que la cogeneración implica asumir riesgos, como la inversión, el coste adicional del equipo, y de la gestión de la planta y sus distintos contratos.

Por ello, y por las ventajas globales que tiene la cogeneración para la sociedad, se debe garantizar al cogenerador la compra de la electricidad y la aplicación de primas a la producción de electricidad. Es necesaria una reglamentación adecuada, para regular y resolver los numerosos puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogenerador-compañía eléctrica. Es decir, garantizarle una rentabilidad y un periodo de amortización de la inversión conveniente.

Se observa claramente como el marco normativo evoluciona progresivamente para facilitar la rentabilidad económica de este tipo de plantas y promover de esta forma la construcción de nuevas plantas. Las nuevas normativas, de carácter nacional y supranacional, no sólo intentan garantizar la rentabilidad de las plantas, sino ofrecer un marco estable a largo plazo, ajeno a los vaivenes de la política y de las oscilaciones del precio de los productores energéticos en el mercado internacional.

Gracias a estas nuevas normativas, la cogeneración es una inversión de alta rentabilidad con apenas riesgo asociado.

2. Marco legal: Fomento de la cogeneración por las Administraciones Públicas.

REAL DECRETO 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

El RD 661/2007 ha introducido un factor de rentabilidad y estabilidad en las inversiones a acometer en proyectos de cogeneración, lo que facilita sin duda el desarrollo de los mismos:

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados miembros, habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero,...

..., incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración.

En base a estas consideraciones el RD, básicamente, aporta los siguientes aspectos:

- Clasifica a las centrales de cogeneración dentro del grupo a.1, siempre que supongan un alto rendimiento energético, de acuerdo al cumplimiento de un valor mínimo del Rendimiento Eléctrico Equivalente. Dicho valor mínimo es función de la tecnología de cogeneración empleada
- Prioritariamente establece el derecho de los productores en régimen especial a verter la energía eléctrica generada a la red, y percibir por ello unos complementos retributivos reglamentariamente establecidos.

- La cuantía de los complementos retributivos para las centrales de cogeneración queda definida en el RD por toda la vida útil del proyecto, variando ésta en función de la energía primaria empleada, su potencia, la modalidad de venta de electricidad elegida, y los años transcurridos desde su puesta en servicio.
- Los complementos retributivos para las centrales de cogeneración están ligados a los costes de explotación de éstas, esto es, al precio de los combustibles y al IPC
- Los complementos retributivos serán revisados para los nuevos proyectos entrantes una vez alcanzado el objetivo nacional de 9.215 MWe en cogeneración (a junio 2007 6.000 MWe), o bien en el 2010 y cada 4 años a partir de ahí. La revisión que de lugar no será de aplicación con carácter retroactivo para las instalaciones que se hallen en servicio.

Plan de Acción Ahorro y Eficiencia Energética 2008 - 2012

Aprobado en Consejo de Ministros del 20 de julio de 2007

Se programan ayudas como medida para potenciar la cogeneración para la realización de:

- Estudios de viabilidad de nuevas cogeneraciones
- Cogeneraciones no industriales
- Cogeneraciones < 150 kWe
- Auditorías energéticas en cogeneraciones existentes
- Remotorizaciones de cogeneraciones existentes

Directiva Europea 2004/08/CE de fomento de la cogeneración

Establece las bases para el fomento de la cogeneración entre los estados miembros, y define la cogeneración de Alta Eficiencia

Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración

Transposición de la DE de Fomento de la Cogeneración a la legislación española. Prevé el análisis y evaluación del potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia, de las barreras que dificultan su desarrollo y de las medidas necesarias para facilitar el acceso a la red de unidades de cogeneración, al tiempo que se definen los métodos de



determinación del ahorro energético para las unidades de cogeneración de alta eficiencia.

Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovable y de cogeneración:

Trata la implantación de un sistema de garantía de origen de la electricidad que permita a los productores de electricidad que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia demostrar que la energía que venden ha sido generada de acuerdo a tales principios.

Nuevo RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios)

Contempla la cogeneración como alternativa en edificios de servicios en los que se prevea una actividad ocupacional y funcional superior a las 4.000 h/año, y con relación estable entre la energía térmica (calor y frío) y la energía eléctrica consumida.

CTE (Código Técnico de la Edificación) – HE4

En aquellos edificios con previsión de demanda de ACS o de climatización de piscinas cubiertas, se podrá suprimir o disminuir la contribución de energía solar mediante procesos de cogeneración.

2.3 Tecnologías de cogeneración.

Una planta de cogeneración está formada por los siguientes sistemas básicos:

- Un propulsor
- Un generador de electricidad (alternador)
- Un sistema de recuperación de calor
- Un sistema de control.
- Sistemas de refrigeración, como torres o aerocondensadores.
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, etc.)

El componente más importante es el propulsor, el cual convierte la energía contenida en el combustible en energía mecánica y calorífica. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor (TV), las turbinas de gas (TG) y los motores alternativos de combustión interna (MACI), fundamentalmente.



2.3.1 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel

Los motores alternativos de combustión interna (MACI), se utilizan para la transformación de la energía de los combustibles en trabajo mecánico. Equipan prácticamente a todos los vehículos de transporte por carretera y tienen implantación en el sector naval, aeronáutico, industrial y de sistemas auxiliares. Son máquinas volumétricas y sus componentes básicos son el cilindro-pistón y el árbol cigüeñal, que mediante un sistema biela-manivela es el encargado de transformar el movimiento lineal del pistón sobre el cilindro en un movimiento rotatorio

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores diesel son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico tiene, aunque hay motores de gas, que operan con sistemas de ignición forzada que proporcionan un rendimiento (en el eje del motor o mecánico) próximo al 48%. El límite del 50% está a la vuelta de la esquina para estos motores especializados en la producción de energía y calor.

El Reparto de energía en una planta con motor alternativo es aproximadamente como muestra la figura .(se ha representado el caso de un motor de gas del orden de 3 o 4 MW)

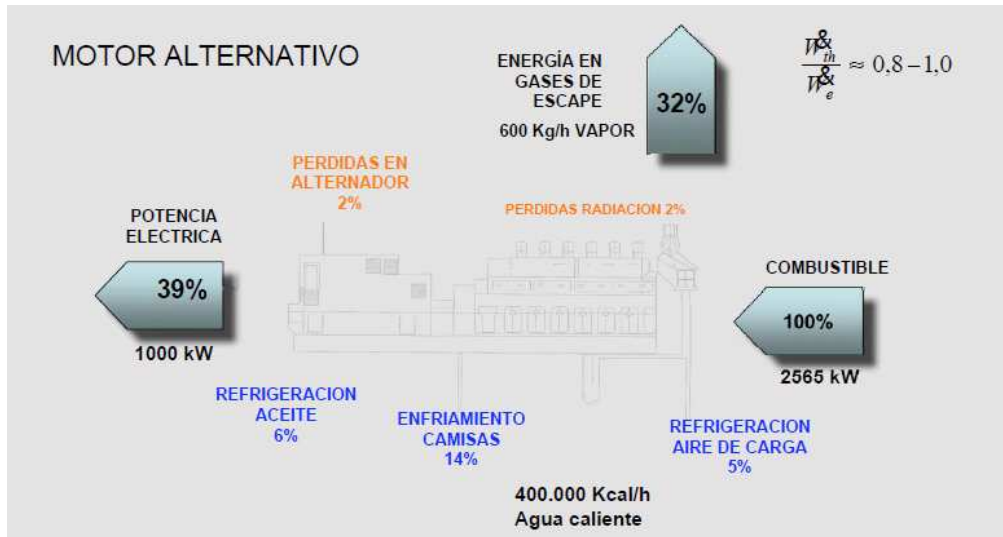


Figura [2.4] – Flujos de energía en un motor de Gas. Fuente: Universidad Sevilla.

Los MACI tienen a su favor:

- Gran variedad de combustibles que pueden utilizar.
- Tecnología sencilla y bastante fiable por llevar mucho tiempo en el mercado.
- Arranque rápido (10s-15s).
- Un buen comportamiento a carga parcial y flexibilidad de funcionamiento, les permite responder de manera casi instantánea a las variaciones de potencia sin que conlleve un gran incremento en el consumo específico.
- Operación intermitente: facilidad para operar en condiciones de funcionamiento intermitentes y de carga variable
- Fácilmente ampliables: Son equipos más modulares y con menos problemas para la operación en paralelo, que las turbinas y microturbinas de gas.
- Amplia gama de potencias que va desde 3 kW hasta 30MW.
- Relativa baja inversión por Kw de potencia instalado.
- Pueden funcionar con GN a baja presión (< 1 bar).
- Tareas de mantenimiento in situ, y de escasa complejidad.

Y por el contrario, tienen los siguientes inconvenientes:

- Han de ser refrigerados, incluso aunque el calor residual no se aproveche.
- Baja relación potencia / peso (comparado con las Turbinas de Gas).
- Fuerzas internas no equilibradas, que requieren bancadas robustas y aislantes.
- Ruido de baja frecuencia.
- Costes de mantenimiento elevados.

Su mayor inconveniente es la dificultad del aprovechamiento de calor, ya que no existe una única fuente de energía térmica, sino hasta cuatro:

- Aceite ($< 95^{\circ}\text{C}$): entre 0,1 y 0,3 kWh por kWh generado.
- Gases de escape ($< 650^{\circ}\text{C}$): del orden de 0,45 kWh por kWh generado.
- Agua de refrigeración ($< 120^{\circ}\text{C}$): entre 0,5 y 0,8 kWh por kWh generado.
- Aire de admisión (en motores turboalimentados) ($< 120^{\circ}\text{C}$): del orden de 0,05 kWh por kWh generado.
- Pérdidas por radiación: del orden de 0,2 kWh por kWh generado.

Los gases de escape contienen aproximadamente un tercio de la energía del combustible, que puede ser usado para producir vapor (normalmente por debajo de los 25 bar), agua sobrecalentada y/o agua caliente. Algunas aplicaciones industriales usan directamente los gases de escape para procesos de secado, sin pasar esa energía a un fluido caloportador como es el vapor o el agua sobrecalentada. En otras el fluido que se utiliza como vehículo para transportar el calor es aceite térmico. Se emplean cuando se requieren altas temperaturas (200-250 $^{\circ}\text{C}$) para el proceso.

Para el mejor aprovechamiento térmico del agua del motor, las fuentes de calor del mismo (refrigeración de camisas y culatas, refrigeración del aceite y refrigeración del aire a la salida del turbocompresor) se separan en dos corrientes. Una es el circuito de alta temperatura, integrado por la refrigeración del aire. Esta agua típicamente sale del motor a 90°C . La segunda corriente es el agua de baja temperatura, que integra la segunda etapa de refrigeración del aire de admisión y la refrigeración del aceite. La temperatura de salida de esta agua es del orden de 40 a 50°C .

El agua de refrigeración del aceite y de refrigeración del aire de admisión después de atravesar el turbocompresor suelen estar unidos y raramente se aprovechan, por su baja temperatura (30- 40°C). En ocasiones, este calor se utiliza como precalentamiento del agua de circuito anterior. Normalmente se desecha y se vierte a la atmósfera con la ayuda de una torre de refrigeración o de un aerorefrigerador.

2.3.2 Cogeneración con turbina de gas.

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación

fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en un caldera de recuperación.

Cuando se presenta el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente con oxígeno, si se quiere hacer la post combustión, y ante esa dificultad, se suele optar por mantener caldera auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

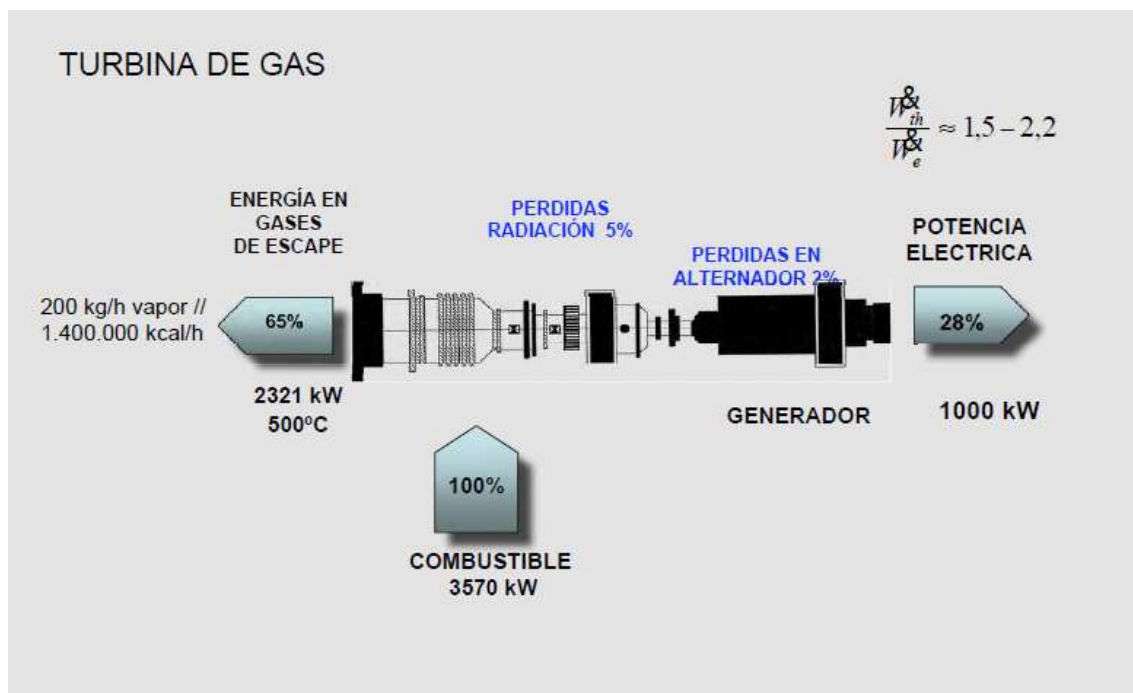


Figura [2.5] – Flujos de energía en un Turbina de Gas. Fuente: Universidad Sevilla

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que el peso del mismo es mayor que en las plantas con motores alternativos.

Resumiendo, la turbina de gas presenta las siguientes ventajas:

- Alta fiabilidad que permite prolongados periodos de uso sin atención directa.
- Calor útil a T elevada (~ 600 °C).
- Elevada y estable velocidad de giro. Lo que permite un buen control de la frecuencia de la red.
- Alta relación potencia / peso.
- No requiere agua ni otro tipo de refrigeración.
- Coste de inversión (por kWe) relativamente bajo.
- Alta capacidad de uso como sistema multi combustible (gasóleo, LPG, gas natural, petróleo, etc.).

Y por el contrario, presenta los siguientes inconvenientes:

- Escasa disponibilidad de tamaños, dentro de un cierto rango de potencias.
- Rendimiento mecánico inferior a los motores alternativos (depende mucho del tamaño).
- Requiere suministro de gas a presión.
- Elevado nivel de ruido.
- Aunque pueden operar de modo continuo a baja carga, lo hacen con un rendimiento bajo.
- Necesitan combustible sin humedad.
- Sus prestaciones dependen mucho de la T ambiente.
- Pueden necesitar periodos de mantenimiento largos.

2.3.4 Cogeneración con turbina de vapor.

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de este ciclo fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos. El principal inconveniente de las plantas de vapor para su aplicación en cogeneración, es su bajo rendimiento en comparación con los motores alternativos y las turbinas de gas. Ello es especialmente grave en el caso de que



se extraiga calor del vapor de salida de la turbina, ya que se condiciona la presión (y con ello la temperatura) final de expansión, lo que afecta al rendimiento del ciclo

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

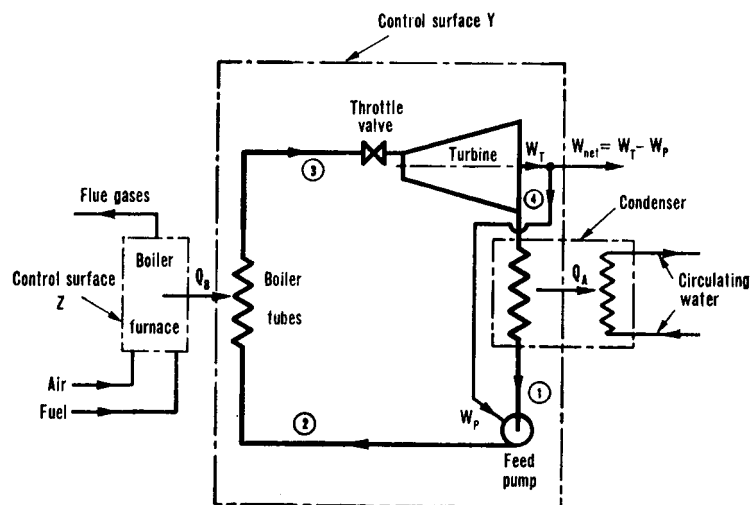


Figura [2.6] – Diagrama de flujo de una turbina de vapor: Universidad Sevilla

VENTAJAS:

- Puede emplearse cualquier combustible.
- La relación calor/trabajo puede modificarse fácilmente.
- Pueden atenderse demandas de calor útil a diferentes temperaturas.
- Amplio intervalo de potencias.
- Tiempo de uso elevado.

INCONVENIENTES:

- Relación calor/trabajo elevada.
- Coste de inversión elevado.
- Puesta en marcha lenta.

2.3.5. Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado.

Los gases de escape de la turbina atraviesan la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. El escape de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizada en la industria asociada. En este tipo de ciclo, si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda energía de los gases no se pierde sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica. Por ello, se requiere una ingeniería apropiada capaz de diseñar procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

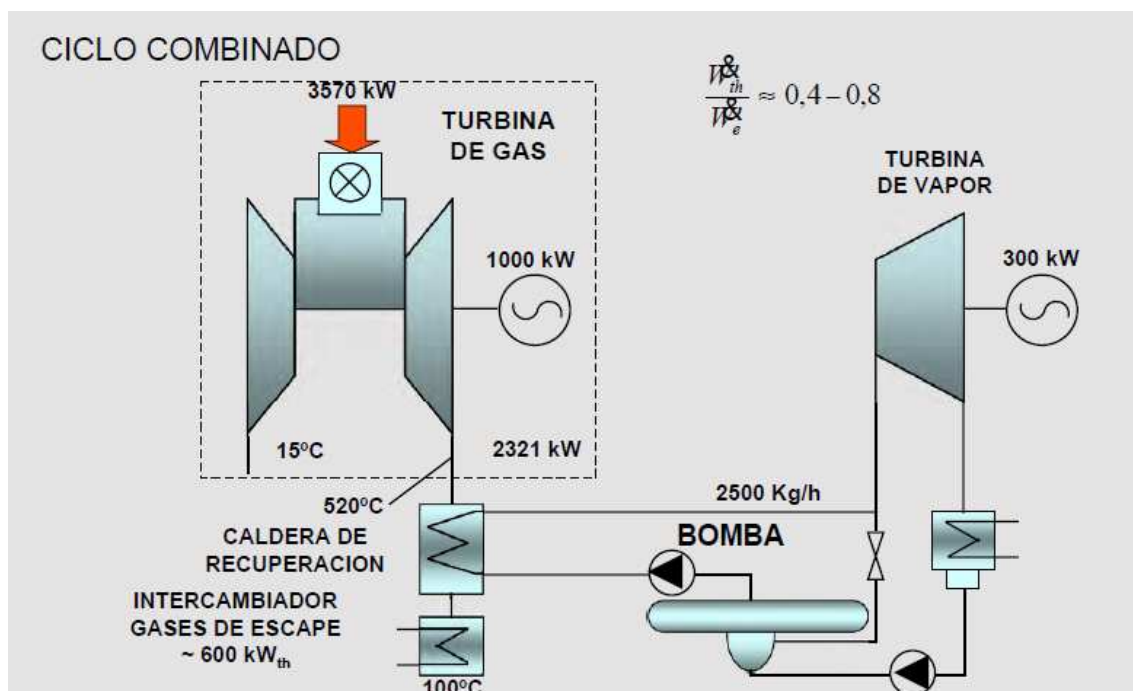


Figura [2.7] – Flujos de energía en un ciclo combinado de gas natural: Universidad Sevilla

2.3.5. Elección de la tecnología de cogeneración:

La elección de la tecnología más apropiada para cada centro consumidor de energía, depende de una serie de factores como por ejemplo la potencia eléctrica que produce el grupo, la relación entre electricidad/calor, el nivel de temperaturas de la demanda térmica, la disponibilidad de combustibles, las fluctuaciones de la demanda térmica, etc.

La siguiente tabla muestra una comparación entre las posibles tecnologías para cogeneración según diversos factores para la selección de la tecnología más apropiada.

	MACI C.DIESEL	MACI C.OTTO	TURBINA DE VAPOR	TURBINA DE GAS		MICRO- TURBINA	PILA DE COM- BUSTIBLE
				CICLO SIMPLE	CICLO COMBINADO		
η eléctrico (PCI)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40%	40-60%	20-30%	40-70%
Rango P (MW)	0,01-30	0,15-5	---	3-200		0,025-0,25	0,2-2
Espacio requerido (m ² /kW)	0,02	0,02-0,03	<0,01	0,002-0,06		0,014-0,14	0,06-0,4
Coste instalación (€/kWe)	780-1480		780-950	670-860		480-1240	>2850
Coste OM* (€/kWh)	0,005- 0,008	0,007- 0,015	0,004	0,002-0,008		0,002-0,01	0,003- 0,015
Disponi- bilidad	90-95%	92-97%	≈100%	90-98%		90-98%	>95%
h entre puestas pto.	Anual	Anual	>50000	30000-50000		5000-40000	10000- 40000
t arranque	10s	10s	1h-1día	10min-1h		60s	3h-2días
Presión combus- tible (bar)	<0,35	0,07-3	---	8,5-35		3-7	0,04-3
Combus- tible	Gasoil, aceites residuale s	GN, biogás, propano	Todos	GN, biogás, propano, aceites destilados		GN, biogás, propano, aceites destilados	H ₂ , GN, propano
Ruido	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Alto (requiere edificio cerrado)		Moderado (requiere edificio cerrado)	Bajo (no requiere aislamient o)
NOx (Kg/MWh)	1,36-15	1-12,7	0,82	0,14-1,82		0,18-1	0,009
Uso para calor recuperado	AC, vapor BP, “district heating”	AC, vapor BP, “district heating”	Vapor BP-AP, “district heating”	Calor directo, AC, vapor BP-AP, “district heating”		Calor directo, AC, vapor BP	AC, vapor BP
Tempera- tura aprove- chable (°C)	82-480	150-260	---	260-595		205-345	60-370

Fuente: Review of Combined Heat and Power Thechnologies



Todos los factores técnicos se transforman, al fin y al cabo, en económicos. Además de ellos hay que considerar un factor puramente financiero: la inversión. No hay grandes diferencias en la inversión de una planta con motores y turbinas intermedias (10 MW); no obstante, la inversión en plantas pequeñas (0,5-4 MW) es bastante mayor con turbinas de gas que con motores. En plantas con turbinas el coste por MW aumenta a bastante velocidad por debajo de 5 MW, mientras que en motores se mantiene bastante constante el coste por MW, incluso para 2 o 3 MW.

En nuestro caso, para el rango de potencias considerado, entorno a 2 MW, los MACI, son una mejor solución para la cogeneración que las TG debido principalmente a los menores costes de equipo y al mayor rendimiento eléctrico.

3. BASES DE DISEÑO

3.1 Condiciones de partida.

3.1.1 Justificación de la cogeneración.

La empresa responsable, intenta optimizar los costes energéticos del proceso productivo, de forma que sean los mínimos posibles a fin de incrementar su competitividad dentro de este sector. Para ello decide estudiar la instalación de una planta de cogeneración.

El primer objetivo a cumplir por el diseño que se aborda, es que la planta deberá atender las demandas de calor que tiene la industria. Para ello se cuenta con la planta de cogeneración y un sistema de respaldo basado en caldera. La demanda de electricidad se atiende mediante la conexión a red, ya que resulta más interesante económicamente que el autoconsumo

Con la instalación de la planta de cogeneración se desea cubrir los siguientes objetivos:

- Disminuir los costes energéticos gracias a la alta eficiencia energética de los sistemas de cogeneración, derivada de la producción simultánea de calor y electricidad.
- Minimizar las emisiones a la atmósfera de gases efecto invernadero mediante alimentación por gas natural.
- Contribuir a maximizar el potencial de autogeneración del país, con la consiguiente reducción en el consumo global de energía primaria.
- Dotar a la fábrica de una central flexible, capaz de atender futuras ampliaciones de demanda energética de forma económica y con fácil explotación.

3.1.2 Ubicación, emplazamiento y climatología.

Localidad: Los Rábanos – Soria.

Temperaturas:

A partir de los datos consultados en la Agencia Estatal de Meteorología correspondientes al observatorio más próximo, situado en Soria Capital, se han estudiado las temperaturas registradas en el observatorio durante el periodo 1971-



2000. Este observatorio dista menos de 10 km. del emplazamiento donde se situará nuestra planta.

La temperatura media anual es de 10,6 °C.

Humedad.

La humedad relativa media anual es del: 68 %

Altitud:

La altitud sobre el nivel del mar es de 1.082 metros

3.1.3 Modelo de demanda energética.

Las necesidades energéticas demandadas por el proceso de la cárnica se basan en:

- a) Electricidad para producción de frío, fuerza, iluminación, etc.
- b) Energía térmica para el proceso de escaldado usos sanitarios, calefacción, cámaras de secado, etc.

Las demandas térmicas se obtienen utilizando gas natural canalizado como energía primaria. El consumo total de gas natural en la fábrica es de 13.081 MWh PCS/año (*), repartiéndose del siguiente modo:

Central térmica (**)	Fluido portador de calor	Procesos	Consumo gas MWh PCS/año
Matadero	Vapor	Escaldado	5.757
		ACS	
Fábrica	Agua caliente	Secaderos	7.324
		Calefacción	
		ACS	

(*) Consumos facilitados por la propiedad durante 2004,2005 y 2006

(**) Queda excluido del presente la nueva fábrica construida durante 2007

Matadero

La central térmica del matadero está constituida por 2 generadores pirotubulares de vapor con una capacidad de 2 t/h + 3 t/h, trabajando con una presión de servicio de 8 bar(a).

El vapor generado se aplica en los siguientes procesos:

- Bañera de escaldado de cerdos: Inyección directa de vapor para mantener una temperatura de escaldado entre 60°C Y 70°C. Los días de matanza son los lunes, martes y miércoles, y el jueves media matanza. El horario es de 5:00h – 13:00h
- Desinfección de cuchillos, dentro del mismo horario del escaldado
- ACS para limpieza y proceso, para lo que se dispones de un depósito interacumulador de 10.000l. Horario de lunes a viernes, más fuerte en las tardes (hasta las 20:00h). El consumo diario es de 100 m3/día (lectura media de contador)
- Vapor conducido a fábrica para lavado de bastidores

En base a mediciones parciales realizadas por la empresa promotora, se obtiene el siguiente reparto semanal del consumo de gas en el matadero: Días L,M,X: 25%; J: 15%; y V: 10%

Teniendo en cuenta las consideraciones descritas, los consumos mensuales de gas facilitados por el CLIENTE, y considerando un rendimiento de producción de vapor del 79%PCS, se obtienen los siguientes perfiles de demanda de vapor para los diferentes días tipo:

Perfil tipo de demanda de energía térmica en forma de vapor kW en L,M,X

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	23	23	22	22	21	21	21	21	22	22	23	23
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	2379	2379	2265	2265	2152	2152	2152	2152	2265	2265	2379	2379
6	2379	2379	2265	2265	2152	2152	2152	2152	2265	2265	2379	2379
7	2379	2379	2265	2265	2152	2152	2152	2152	2265	2265	2379	2379
8	2379	2379	2265	2265	2152	2152	2152	2152	2265	2265	2379	2379
9	2379	2379	2265	2265	2152	2152	2152	2152	2265	2265	2379	2379
10	2022	2022	1925	1925	1829	1829	1829	1829	1925	1925	2022	2022
11	2022	2022	1925	1925	1829	1829	1829	1829	1925	1925	2022	2022
12	2022	2022	1925	1925	1829	1829	1829	1829	1925	1925	2022	2022
13	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
14	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
15	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
16	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
17	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
18	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
19	714	714	680	680	646	646	646	646	680	680	714	714
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Perfil tipo de demanda de energía térmica en forma de vapor kW en J

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	14	14	13	13	12	12	12	12	13	13	14	14
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1218	1218	1160	1160	1102	1102	1102	1102	1160	1160	1218	1218
6	1218	1218	1160	1160	1102	1102	1102	1102	1160	1160	1218	1218
7	1218	1218	1160	1160	1102	1102	1102	1102	1160	1160	1218	1218
8	1218	1218	1160	1160	1102	1102	1102	1102	1160	1160	1218	1218
9	1218	1218	1160	1160	1102	1102	1102	1102	1160	1160	1218	1218
10	1031	1031	981	981	932	932	932	932	981	981	1031	1031
11	1031	1031	981	981	932	932	932	932	981	981	1031	1031
12	1031	1031	981	981	932	932	932	932	981	981	1031	1031
13	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
14	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
15	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
16	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
17	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
18	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
19	656	656	625	625	593	593	593	593	625	625	656	656
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Perfil tipo de demanda de energía térmica en forma de vapor kW en V

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	9	9	9	9	8	8	8	8	9	9	9	9
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
6	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
7	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
8	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
9	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
10	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
11	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
12	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
13	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
14	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
15	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
16	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
17	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
18	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
19	612	612	583	583	554	554	554	554	583	583	612	612
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fábrica

La central térmica de fábrica está constituida por 4 calderas de agua caliente con una potencia nominal de 720.000 kcal/h cada una.

El agua caliente generada se aplica en los siguientes procesos:

- Calentar agua en un tanque de acumulación de 10.000l para calefacción de confort de oficinas y vestuarios y ACS de proceso. El horario es de 3:00-19:00h, L-V
- Calentar agua en un tanque de 5.000l para ACS de vestuarios



- Apoyo al circuito de 30°C de secaderos y cámaras de conservación, siendo la base energética la refrigeración del condensador de los grupos frigoríficos. Demanda continua 8760h/año
- Mantenimiento del circuito de 70°C de secaderos. Demanda continua 8760 h/año

En base a mediciones parciales realizadas por la propiedad, se obtiene el siguiente reparto semanal del consumo de gas en la fábrica: Días L,M,X,J,V: 15%; S,D: 12,5%.

Teniendo en cuenta las consideraciones descritas, los consumos mensuales de gas facilitados por la propiedad, y considerando un rendimiento de producción de agua caliente del 82%PCS, se obtiene:

Consumo de energía térmica en forma de agua caliente: 5.999 MWh/año

Secaderos: 5.007 MWh/año

Otros procesos: 992 MWh/año

Considerando un incremento del 15% del consumo de calor en los secaderos debido a la actual ampliación de secaderos, no recogida en los consumos empleados en el presente, se obtiene:

Consumo de energía térmica en forma de agua caliente: 6.750 MWh/año

Secaderos: 5.758 MWh/año

Otros procesos: 992 MWh/año

Perfil tipo de demanda de energía térmica en forma de agua caliente kW en L,M,X,J,V

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	20	20	19	19	18	18	18	18	19	19	20	20
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
6	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
7	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
8	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
9	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
10	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
11	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
12	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
13	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
14	1102	1102	1050	1050	997	997	997	997	1050	1050	1102	1102
15	1102	1102	1050	1050	997	997	997	997	1050	1050	1102	1102
16	1102	1102	1050	1050	997	997	997	997	1050	1050	1102	1102
17	1102	1102	1050	1050	997	997	997	997	1050	1050	1102	1102
18	1102	1102	1050	1050	997	997	997	997	1050	1050	1102	1102
19	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735



Perfil tipo de demanda de energía térmica en forma de agua caliente kW en S,D

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	17	17	16	16	15	15	15	15	16	16	17	17
1	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
2	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
3	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
4	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
5	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
6	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
7	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
8	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
9	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
10	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
11	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
12	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
13	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
14	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
15	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
16	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
17	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
18	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
19	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
20	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
21	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
22	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
23	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
24	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708

Demandas Totales

Como ya se ha explicado anteriormente, en la actualidad las demandas térmicas de la fábrica y del matadero se atienden de forma separada. Ahora, con la instalación de una planta de cogeneración, dichas demandas deberán atenderse de una manera centralizada, es decir, desde una única central térmica. Por ello, a la hora de plantearnos el dimensionamiento de la planta, deberemos basarnos en las demandas totales:

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en LMX

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	23	23	22	22	21	21	21	21	22	22	23	23
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
6	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
7	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
8	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
9	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
10	2848	2848	2713	2713	2577	2577	2577	2577	2713	2713	2848	2848
11	2848	2848	2713	2713	2577	2577	2577	2577	2713	2713	2848	2848
12	2848	2848	2713	2713	2577	2577	2577	2577	2713	2713	2848	2848
13	1540	1540	1467	1467	1393	1393	1393	1393	1467	1467	1540	1540
14	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
15	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
16	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
17	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
18	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
19	1448	1448	1379	1379	1310	1310	1310	1310	1379	1379	1448	1448
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en J

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MW/h/día	23	23	22	22	21	21	21	21	22	22	23	23
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
6	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
7	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
8	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
9	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
10	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
11	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
12	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
13	1482	1482	1412	1412	1341	1341	1341	1341	1412	1412	1482	1482
14	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
15	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
16	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
17	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
18	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
19	1391	1391	1324	1324	1258	1258	1258	1258	1324	1324	1391	1391
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en V

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MW/h/día	11	11	11	11	10	10	10	10	11	11	11	11
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
6	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
7	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
8	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
9	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
10	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
11	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
12	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
13	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
14	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
15	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
16	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
17	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
18	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
19	1347	1347	1283	1283	1219	1219	1219	1219	1283	1283	1347	1347
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en SD

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	17	17	16	16	15	15	15	15	16	16	17	17
1	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
2	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
3	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
4	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
5	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
6	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
7	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
8	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
9	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
10	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
11	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
12	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
13	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
14	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
15	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
16	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
17	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
18	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
19	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
20	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
21	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
22	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
23	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
24	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708

El siguiente gráfico, muestra el perfil de las demandas horarias por cada día de la semana:

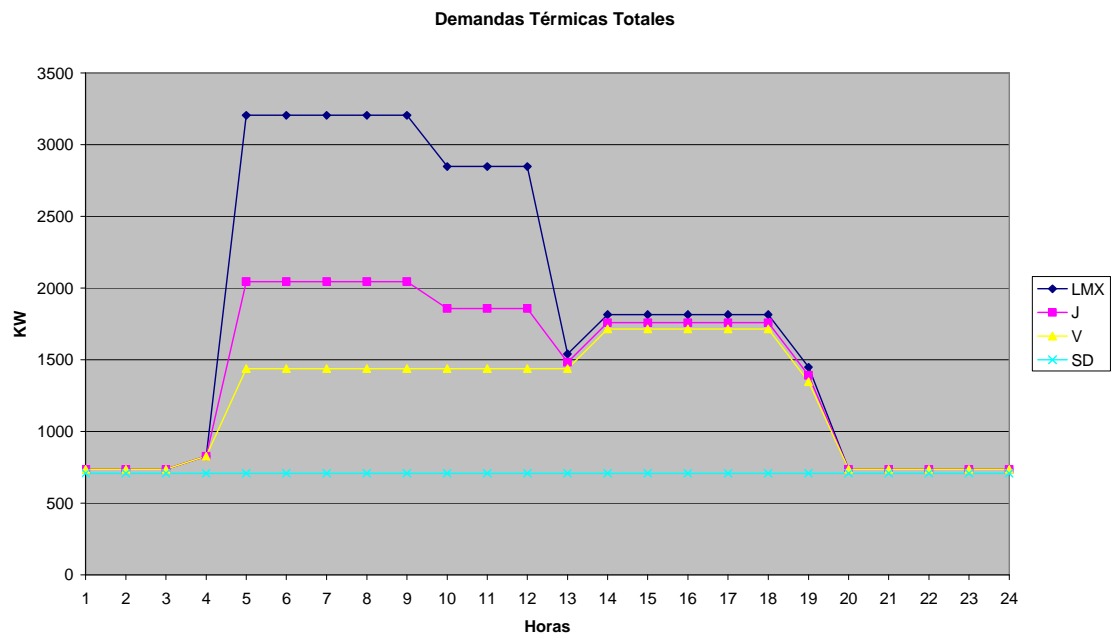


Figura [3.1] – Perfil de las demandas térmicas horarias, según días de la semana.

Fuente: elaboración propia

3.1.4.- Horas de funcionamiento anual

El grupo trabajará según el régimen de funcionamiento siguiente:

• Horas/día:	24
• Días/semana:	7
• Semanas/año:	52

No obstante, se prevé que la máquina parará para realizar labores de mantenimiento estimando el tiempo de parada en unas 600 horas anuales aproximadamente, lo que establece una disponibilidad del 93%.

Para cubrir la demanda térmica durante estas horas de parada, se deberá instalar un sistema de respaldo y sustitución, basado en una caldera de Gas Natural.

3.2 Selección de Tecnología.

Para llevar a cabo selección de la tecnología de cogeneración a implantar en el caso que nos ocupa, debe tenerse en cuenta los siguientes condicionantes:

- Tipología de la demanda de energía térmica a satisfacer
- Perfiles de demandas energéticas
- Marco legal
- Disponibilidad de combustibles en el área de ubicación de la Planta.
- Impacto medio ambiental del combustible empleado.

En consecuencia a los anteriores condicionantes, demandas térmicas por debajo de los 5 MW, queda descartada la instalación de una Turbina de Gas, a causa de su bajo rendimiento y coste superior en equipos de pequeño tamaño

No se ha considerado la concepción de una instalación de cogeneración basada en el uso de fuelóleo, dado el alto riesgo asociado a este tipo de tecnología, desde los siguientes puntos de vista:

- Medioambiental, por las altas emisiones de gases ácidos derivados del azufre que forma parte de la composición del combustible. A este riesgo medioambiental se une el hecho de que, dada la creciente exigencia que por legislación se viene estableciendo en cuanto a limitación de emisiones nocivas, a medio plazo pudiera ser necesario implantar una unidad de depuración de los gases salientes a la atmósfera,

que por su alto coste de inversión pudiera poner en peligro la viabilidad económica del Proyecto de Cogeneración.

- Tecnológico, dada la escasa implantación en nuestro entorno de instalaciones de cogeneración con motores Diesel a fuelóleo ya en operación, al menos al nivel de motorización que consideramos adecuado para el caso que nos ocupa, precisando estas plantas de una elevada inversión por kW instalado, y con unos costes de mantenimiento superiores a los de plantas de cogeneración de gas natural o gasóleo.

En cuanto a la instalación de una planta a gasóleo o gas natural, cabe mencionar que desde el punto de vista técnico el gas presenta una combustión más limpia y por tanto una menor contaminación, además de estar exentos de azufre los productos de la combustión, por lo que no produce acciones corrosivas en los equipos que componen el sistema de cogeneración. Por otro lado, los motores a gas natural presentan una mayor vida útil y un menor mantenimiento que los motores a gasóleo.

En base a estos condicionantes, y teniendo presente las fluctuaciones y el mayor coste energético que representa el gasóleo frente al gas natural, además de la disponibilidad de gas natural canalizado en el emplazamiento de la fábrica, se han estudiado soluciones basadas en motores Ciclo Otto a gas natural CATERPILLAR.

Para el dimensionamiento de la instalación de cogeneración debe tomarse en consideración que el funcionamiento óptimo de la misma se basa en su operación en paralelo con la red de Compañía Distribuidora de Electricidad, beneficiándose de la obtención de ingresos adicionales por complementos retributivos en la venta de electricidad.

Para que esta situación sea posible, el propietario de la instalación de cogeneración deberá solicitar la condición de instalación de producción de energía eléctrica acogida al “Régimen Especial”. Para ello se exige que el aprovechamiento de energía primaria obtenido por el cogenerador una vez en funcionamiento su instalación sea tal que se consiga un Rendimiento Eléctrico Equivalente de la instalación mayor del 55% para motores a gas (49,5% en el caso de $P < 1\text{MWe}$). Para cumplir con este requisito debe realizarse una buena recuperación del calor residual disponible en el grupo motogenerador, lo que en definitiva mejora los resultados económicos de la instalación de cogeneración, al quemar menos combustible con los métodos tradicionales de producción de calor.

Por tanto, analizados cuidadosamente los modelos de demanda energética planteados con las consideraciones descritas, se han planteado tres posibles soluciones técnicas, con la gama de motogeneradores CATERPILLAR.

- Un motor operando a plena carga.
- Un motor trabajando a cargas parciales, adaptándose a la demanda de energía térmica de cada momento.
- Solución Modular: Varios motores trabajando en paralelo, para tratar de cubrir los distintos picos de demanda térmica.

El proceso de cálculo y el método de obtención de los parámetros energéticos y económicos de los distintos estudios realizados, se encuentran desarrollados en los anexos “Anexo III.-Estudios Energéticos” y “Anexo IV.-Estudios Económicos”.

La siguiente tabla resume los parámetros técnicos y económicos más significativos de los estudios realizados con motores de gas.

		Plena Carga				Cargas Parciales			
		3508	3512 750	3516 1000	3516B	3516-1000	3516B	3516C	3520B
Potencia	Kwe	514	785	1049	1150	1049	1150	1420	1350
Calor Recuperado	MWh	4644	6814	7968	8120	8006	8332	9016	8928
Cobertura Demanda Térmica	%	41,1%	60,26%	70,46%	71,80%	70,79%	73,67%	79,73%	78,94%
Energía Eléctrica Vendida	MWh	3957	6051	8076	8923	5842	6447	8121	7376
Consumo de gas Cogeneración	MWh/PCS	11177	17230	22909	25116	17273	19013	22949	20667
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	MWh/PCS	7842	5288	3931	3752	4028	3631	2796	2904
Energía Primaria Consumida Total	MWh/PCS	19019	22518	26840	28867	21301	22644	25745	23571
REE (%)	%	65,8%	62,65%	57,46%	55,44%	69,73%	66,09%	62,80%	68,63%
Compra Energía Actual	m€/año	319	319	319	319	319	319	319	319
Precio MWh vendido	€/MWh	133,5	110,8	107,6	75,3	114,3	86,7	84,9	87,9
Ingresos Venta Energía	m€/año	528	670	869	672	668	559	690	648
Gastos Compra de energía	m€/año	434	514	612	658	486	517	587	538
Gastos de Explotación	m€/año	78	97	106	116	85	93	109	104
Resultado Anual	m€/año	-17	-60	-151	103	-97	51	7	-7
Ahorro Respecto Situacion Actual	m€/año	336	379	470	216	416	269	312	326
Inversión	m€	932	932	1117	1440	1117	1298	1440	1481
Pay Back Simple	años	2,8	2,5	2,4	6,7	2,7	4,8	4,6	4,5

		Modular				
		750+3520	750+750	750+1000	1000+1000	1000+750
Potencia	Kwe					
Calor Recuperado	MWh	8990	9110	9463	9432	9253
Cobertura Demanda Térmica	%	79,49%	80,55%	83,68%	83,40%	81,82%
Energía Eléctrica Vendida	MWh	7638	7504	7862	7736	7473
Consumo de gas Cogeneración	MWh/VPCS	21949	21785	22940	22777	22027
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	MWh/VPCS	2829	2682	2251	2289	2508
Energía Primaria Consumida Total	MWh/VPCS	24777	24467	25192	25065	24535
REE (%)	%	63,86%	64,34%	63,27%	62,91%	63,63%
Compra Energía Actual	m€/año	319	319	319	319	319
Precio MWh vendido	€/MWh	85,5	85,8	85,2	85,0	85,4
Ingresos Venta Energía	m€/año	653	643	670	657	638
Gastos Compra de energía	m€/año	565	558	575	572	560
Gastos de Explotación	m€/año	185	179	162	185	178
Resultado Anual	m€/año	97	93	68	99	99
Ahorro Respecto Situación Actual	m€/año	222	226	252	220	220
Inversión	m€	2256	1787	1908	2114	1908
Pay Back Simple	años	10,1	7,9	7,6	9,6	8,7

Se puede observar que prácticamente todas las alternativas estudiadas cumplen los parámetros técnicos y legales:

- Cubren al menos el 70% de la demanda energética.
- Cumplen el Rendimiento Eléctrico Equivalente Mínimo exigido por el RD 661/07

Por tanto, el criterio para elegir la planta definitiva será el criterio económico, centrándonos en los siguientes factores:

- Rentabilidad Anual.
- Tamaño de la inversión a realizar
- Periodo de retorno de la Inversión (Pay Back).

Según estos criterios, se ha optado por la solución técnica de las siguientes características:

Tecnología:	Ciclo simple
Equipo motriz:	Motor de combustión interna turboalimentado y postenfriador marca CATERPILLAR modelo G3516B 1000TL
Régimen de giro:	1.500 r.p.m.
Energía primaria:	Gas natural
Alternador:	Trifásico. Asíncrono. 50 Hz.
Potencia eléctrica:	1 x 1.049 ekW
Tensión de generación:	400V
Tensión de interconexión:	16 kV en C.T. usuario
Tensión de sincronismo:	16 kV
Operación con la red:	Paralelo
Régimen legal:	Producción en Régimen Especial. Categoría a.1.1.

4.- DESCRIPCIÓN SOLUCIÓN ADOPTADA

El objeto fundamental de la instalación de esta central es optimizar las necesidades energéticas de la industria al aprovechar la energía residual disponible en el motor para el suministro de energía térmica en forma de agua caliente y vapor para los procesos de la fábrica

Así mismo, la generación simultánea de energía eléctrica con un elevado rendimiento energético contribuye a la conservación de los recursos y a la minimización del impacto ambiental que lleva asociado la generación de esta energía eléctrica en otro tipo de central.

La central de cogeneración se dimensiona para cubrir la mayor tasa de demanda de energía térmica de la planta. Con la instalación de la Central de Cogeneración se consigue alcanzar una cobertura del 71%.

En el presente capítulo, se plantea la instalación de recuperación de calor, y se realiza una descripción cualitativa del funcionamiento de la misma. También se enumeran y describen cualitativamente los equipos más significativos de dicha instalación, tales como intercambiadores de calor, calderas, aerorefrigeradores, etc.

4.1 Características generales.

La Central de Cogeneración estará formada por un grupo moto generador a gas natural que producirán 1 MWe de potencia eléctrica. Para ello, se instalará la Central en un edificio ya existente, de esta manera, no es necesario construir una nueva ubicación para el establecimiento de la Central de Cogeneración.

Se utiliza la energía térmica disponible en los gases de escape del motor y la energía térmica disponible en los sistemas de refrigeración para producir agua caliente para los procesos de producción.

Para cubrir la totalidad de la demanda de vapor de proceso, se instalará una caldera de apoyo, que funcionará a gas natural.

El grupo de la Central de Cogeneración verterá la energía eléctrica producida sobre la red de la Compañía Eléctrica Distribuidora.

El grupo trabajará según el régimen de funcionamiento siguiente:

Horas/día:	24
Días/semana:	7
Semanas/año:	52

No obstante, se prevé que la máquina parará para realizar labores de mantenimiento estimando el tiempo de parada en unas 600 horas anuales aproximadamente, lo que establece una disponibilidad del 93%.

La energía eléctrica producida se venderá a través de la red eléctrica excepto una parte del consumo necesario para servicios auxiliares así como la parte de pérdidas de transformación que se produzcan. Se estima que la energía necesaria para cubrir los servicios auxiliares será del 5,5% de la energía generada aproximadamente.

4.2 Aprovechamiento de la energía térmica del motor.

La energía térmica disponible en el motor proviene de:

Gases de escape del motor.

Los gases de escape del motor, una vez pasada la válvula de bypass se dirigen al equipo de recuperación formado por un economizador (caldera de recuperación) de agua caliente.

El motor produce 5998.9 kg/h de gas a una temperatura máxima de 511 °C. Esta energía disponible en los humos es aprovechada en un economizador de agua caliente.

Circuito de refrigeración del motor.

La energía disponible en el circuito de refrigeración de alta temperatura del motor proviene de:

- De la refrigeración de la camisa de los cilindros.
- Del circuito de refrigeración del aceite de lubricación.
- De la refrigeración del postenfriador.

La central de cogeneración utilizará dicha energía disponible para producir agua caliente para el proceso productivo mediante la disposición de unos intercambiadores.

La energía disponible en el motor 3516B FG 1000TL, según el Anexo II.-“Datos Técnicos de Motores”, es la siguiente:

POTENCIA TERMICA	MOTOR
GASES DE ESCAPE (enfriados hasta 120 °C)	735 kW
REFRIGERACION AT MOTOR	464 kW
REFRIGERACION BT MOTOR	206 kW
TOTAL	1405 kW

4.3 Recuperación de Calor

La instalación de la central de cogeneración se ha dimensionado con el objetivo de cubrir la mayor tasa de demanda de energía térmica de la planta. Por ello se consigue alcanzar una cobertura del 71%.

La energía térmica contenida en los gases de escape y en los circuitos de refrigeración del motor se aprovechará durante todo el tiempo de funcionamiento del motor para producir agua caliente para el proceso de la fábrica.

Para ello, se propone el siguiente sistema de recuperación de calor de la Planta de Cogeneración, que consistirá en un circuito cerrado de agua, cuando la demanda térmica sea de agua caliente, y un circuito abierto con caldera de apoyo, cuando la demanda es de vapor.

El calor recuperado por dicho circuito, se cederá mediante intercambiadores al circuito de consumo de la fábrica.

La siguiente figura muestra el esquema de funcionamiento de la planta.

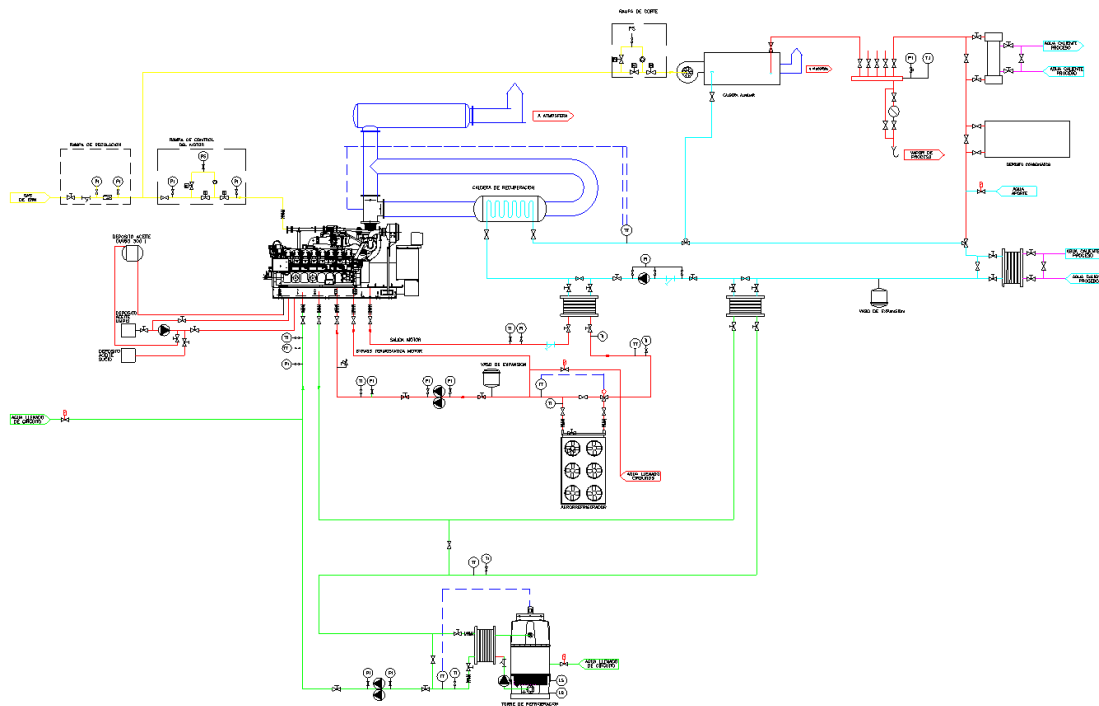


Figura [4.1] Diagrama Instalación Planta Cogeneración

La forma de trabajo de la mencionada instalación consistirá en aprovechar la energía térmica del circuito de refrigeración de alta temperatura del motor mediante un intercambiador de placas para elevar la temperatura del agua caliente del circuito de recuperación desde los 65 °C, hasta los 80 °C, esto conformará el primer escalón en el aprovechamiento térmico.

Posteriormente, en el segundo escalón del aprovechamiento térmico, se lleva el agua caliente a 80 °C a un economizador que aprovechará el calor que proviene de la salida de humos del motor para elevar la temperatura del agua hasta los 95 °C.

Esta agua caliente es enviada a un intercambiador de placas agua-agua, donde el circuito de consumo del cliente obtiene el agua caliente requerida.

Para cubrir la demanda de vapor de proceso de la planta, se añade en paralelo una caldera de apoyo de Gas Natural.

En los instantes que se demanda vapor de proceso, o bien una demanda de agua caliente superior a la recuperada del grupo motogenerador, el agua caliente se desvía mediante una válvula de tres vías, hacia la caldera de apoyo, donde se generará vapor saturado.

Parte de este vapor, es consumido directamente por la planta. La parte restante es conducida a un intercambiador tubular Vapor-Agua, donde se aprovechará para el consumo de la fábrica.

Tras pasar por este intercambiador, el fluido se conducirá a un depósito de recogida de condensados. Posteriormente, y antes de volver a los intercambiadores de Alta temperatura del motor, se añadirá al circuito Agua de la red de abastecimiento, previamente tratada, para reponer el fluido consumido en forma de vapor.

4.4 Descripción de los equipos del circuito

A continuación, se describe el funcionamiento de los elementos más importantes del circuito de recuperación, así como sus valores nominales.

Gases de escape

Con el fin de aprovechar la energía que proviene de la salida de humos del motor, se instala un economizador de agua caliente (caldera de recuperación) para elevar la temperatura del agua de proceso desde los 80 °C hasta los 95 °C.

Los gases de escape del motor se dirigirán, a través de una válvula de bypass, a un economizador de agua caliente con el fin de aprovechar la energía de los mismos.

Una vez pasado por el haz tubular del economizador los gases se dirigen a través de un silencioso a la atmosfera tras la cesión de la energía al fluido caloportador.

Una vez pasado por el economizador, los humos serán enviados a la atmósfera a unos 120 °C a través de la chimenea.

El economizador será un intercambiador de carcasa y tubos. Este se construirá en acero donde la carcasa será de acero al carbono mientras que la parte de tubos, los distribuidores y las placas tubulares serán de acero inoxidable.

Se distribuirán los gases provenientes del escape del motor por los tubos y se circulará el agua a calentar por la parte de la carcasa.

Los principales datos del economizador de agua caliente, son:

LADO GASES	
Presión de diseño (mbar)	100
Caudal de gases (kg/h)	5998,9
Tª entrada de gases (°C)	511
Tª salida de gases (°C)	120
LADO AGUA	
Tª entrada de agua (°C)	60
Tª salida de agua (°C)	95
Caudal circulación agua (m³/h)	30
UA (Kw/°C)	49
Potencia calorífica (kW)	735

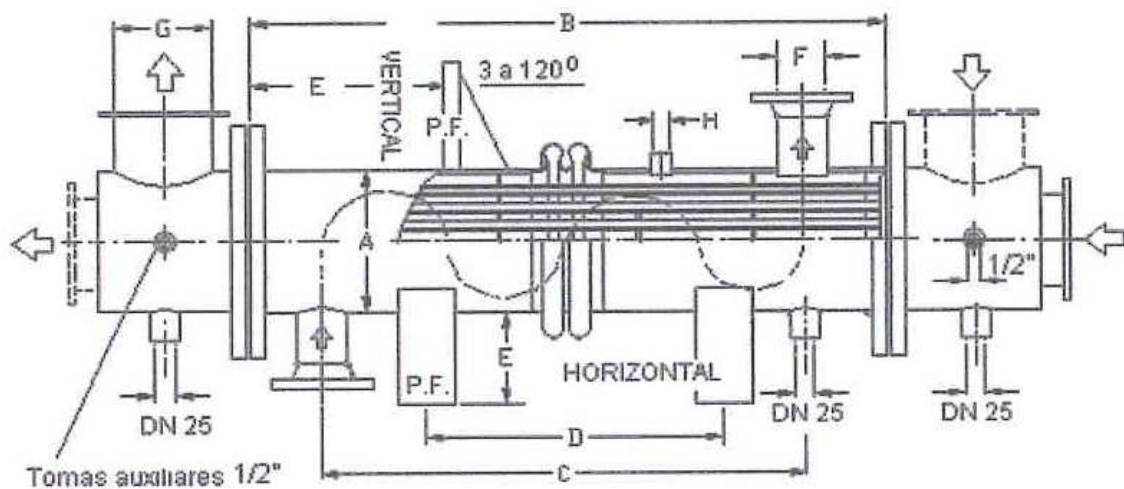


Figura [4.2] Esquema Caldera de recuperación de gases de escape.

Sistema de refrigeración del motor

Por parte del sistema de refrigeración del motor se emplearán tanto los circuitos de alta temperatura como los de baja temperatura con el fin de acondicionar los efluentes del proceso.

Se recogerá el calor de refrigeración del circuito de AT del motor mediante un intercambiador de placas y se cederá en los procesos distribuidos por la nave. Esto servirá como primer salto térmico en el aprovechamiento de la energía térmica del grupo moto generador.

Los principales datos del intercambiador de placas del circuito de alta temperatura, el cual se describirá más adelante, son:

Circuito caliente	
Rango Temperaturas (°C)	92 - 99
Caudal (m ³ /h)	33,7
Circuito frío	
Caudal de agua (m ³ /h)	30
T ^a entrada de agua (°C)	65
T ^a salida de agua (°C)	80
UA (kW/°C)	31
Potencia calorífica (kW)	465

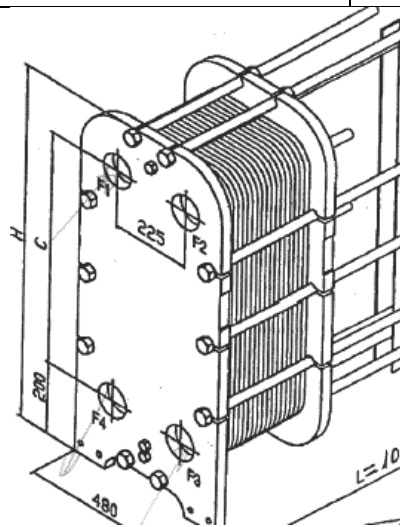


Figura [4.3] Intercambiador de Placas

Para asegurar la correcta refrigeración del motor independientemente de la demanda de calor se dispone de un equipo aerorrefrigerador capaz de evacuar todo el calor rechazado por los circuitos de refrigeración de Alta Temperatura del motor bajo hipótesis severa de temperatura ambiente.

Las condiciones de trabajo serán parecidas a las del intercambiador anterior:

Rango Temperaturas (°C)	92 - 99
Caudal (m ³ /h)	33,7
Potencia calorífica máxima a disipar (kW)	601

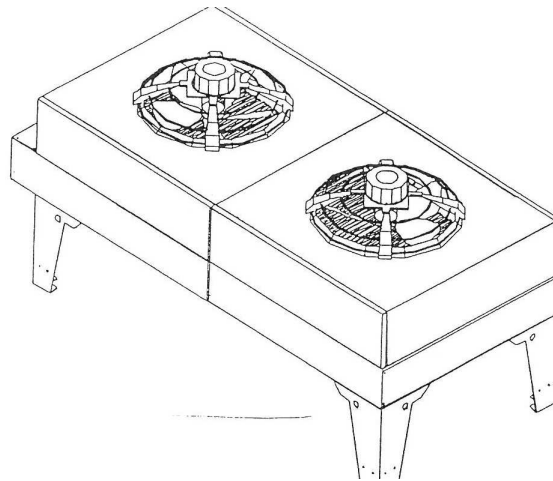


Figura [4.4] Aerorrefrigerador

El circuito de BT del motor se enviará a otro intercambiador de placas para elevar el aporte de agua de reposición que proviene de la red de abastecimiento.

Los principales datos del intercambiador de placas del circuito de baja temperatura, son:

Circuito caliente	
Rango Temperaturas (°C)	34,6 - 32
Caudal (m ³ /h)	20
Circuito frío	
Caudal de agua (m ³ /h)	3,1
T ^a entrada de agua (°C)	15
T ^a salida de agua (°C)	30
Potencia calorífica (kW)	200

Para ceder el calor sobrante en los meses calientes, o cuando el sistema de recuperación de calor no entre en funcionamiento, se instalará una torre de refrigeración para asegurar en todo momento la completa refrigeración del motor

Para ello se instalará una torre de refrigeración a circuito cerrado y ventiladores de tipo axial de tiro inducido, con carcasa de poliéster reforzado con fibra de vidrio. El sistema de distribución será mediante toberas de pulverización.

Las condiciones de trabajo serán las siguientes:

Fluido a enfriar	Agua glicolada al 30%
Caudal de agua a enfriar (kg/h)	20
Tª de entrada de agua (°C)	34,6
Tª salida de agua (°C)	32
Calor a disipar (kW)	200

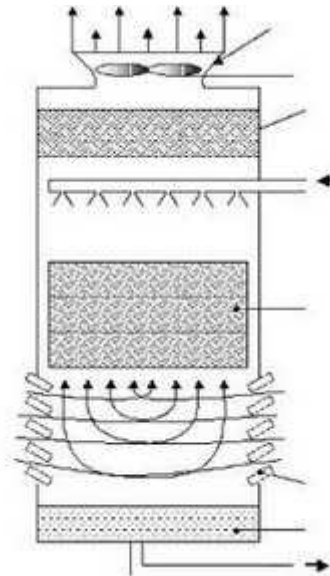


Figura [4.5] Esquema Torre de refrigeración

Caldera de apoyo

Para cubrir totalmente la demanda de vapor de proceso de la fábrica, se instalará una caldera de apoyo, generadora de vapor.

Para ello, el agua caliente a 95°C se desviará mediante una válvula de Bay-Pass hacia la caldera.

Dicha caldera deberá tener las siguientes características:

Producción de gases de escape	4000 kg/h
Clase de vapor	Saturado Seco
Presión de Servicio	8 bar
Potencia térmica a transferir (kW)	1900

4.5 Sistema eléctrico

La fábrica adquiere la electricidad de las redes del distribuidor eléctrico a la tensión de 16kV, para ello dispone de un centro de seccionamiento y medida desde donde se distribuye a los centros de transformación de fábrica, matadero y cogeneración; donde se reduce a la tensión de consumo, 380 V.

La planta de cogeneración funcionará en todo momento a plena carga en paralelo con la red, interconectándose a esta en el centro de seccionamiento y medida. La planta de cogeneración contará con su propio equipo de medida, de forma que posibilite al titular facturar por toda la electricidad neta generada por ésta.

El titular contratará y comprará toda la electricidad requerida en su proceso, del mismo modo que lo realiza actualmente sin la cogeneración.

5.-BALANCES ENERGÉTICOS

La energía disponible en el motor, según datos que aparecen en el Anexo II.-“Datos Técnicos de Motores”, es la siguiente:

	Nominal	Disponible
Potencia Eléctrica	1049	991 kW
Consumo	2812	2812 kW
Potencia Térmica	1405	1335 kW

Sobre las potencias nominales, se han aplicado los siguientes supuestos:

- Existe un 5,5% de autoconsumo de energía eléctrica por parte de la planta.
- La potencia térmica disponible se corrige un 5%, tal y como indica el fabricante, por causa de altura y la temperatura del emplazamiento.

5.1 Energía eléctrica

En cuanto a la energía eléctrica, tal y como se muestra en el Anexo III, el balance de energía eléctrica generada a lo largo del año es el siguiente:

Potencia Nominal en bornas del alternador	1049 Kw _e
Autoconsumo y pérdidas eléctricas	5,5%
Potencia neta corregida en barras de central	991
Programa de funcionamiento teórico	8760 h/año
Electricidad producida teórica	8681 Mwh _e
Disponibilidad de la planta de cogeneración	93%
Programa de funcionamiento corregido	8147 h/año
Electricidad vendida	8076 Mwh_e

5.2 Energía Térmica

Tras realizar el pertinente estudio de recuperación energética, como se recoge en el Anexo III.-, obtenemos los siguientes resultados, presentados en los distintos días de la semana:

Calo Recuperado Lunes, Martes y Miércoles.

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
6	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
7	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
8	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
9	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
10	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
11	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
12	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
13	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
14	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
15	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
16	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
17	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
18	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
19	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	348	348	344	344	340	340	340	340	344	344	348	348

Calor Recuperado los Jueves

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
6	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
7	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
8	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
9	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
10	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
11	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
12	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
13	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
14	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
15	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
16	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
17	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
18	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
19	1335	1335	1335	1335	1258	1258	1258	1258	1335	1335	1335	1335
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	116	116	115	115	113	113	113	113	115	115	116	116

Calor Recuperado los Viernes

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
6	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
7	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
8	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
9	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
10	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
11	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
12	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
13	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
14	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
15	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
16	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
17	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
18	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
19	1335	1335	1283	1283	1219	1219	1219	1219	1283	1283	1335	1335
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	116	116	115	115	113	113	113	113	115	115	116	116

Calor recuperado sábado y Domingo

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
2	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
3	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
4	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
5	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
6	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
7	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
8	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
9	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
10	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
11	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
12	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
13	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
14	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
15	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
16	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
17	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
18	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
19	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
20	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
21	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
22	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
23	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
24	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
MWh	148	148	141	141	134	134	134	134	141	141	148	148

Recuperación Total

Demanda Térmica	11309 MWh/año
Recuperación total de calor teórica	8568 MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	7968 MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	3341 MWh/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del **93%**



5.3 Energía Primaria

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24633	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22909	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	3931	MWh PCS/año
Consumo Total	26840	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	3931	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	10067	MWh PCS/año

5.4 Cálculo Rendimiento Eléctrico Equivalente

La normativa vigente, el Real Decreto 661/2007, obliga a las instalaciones a cumplir un valor mínimo de Rendimiento Eléctrico Equivalente para poder ser inscritas como instalaciones de alta eficiencia y poder acogerse a la venta de energía eléctrica producida en “Régimen Especial”, o lo que es lo mismo, instalaciones con derecho a vender la energía eléctrica a tarifa regulada.

En el caso de los motores cuyo combustible sea Gas Natural, este valor mínimo del REE es el 55%, o si la potencia instalada es menor al Megavatio, como es nuestro caso, del 49,5%.

El Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), es un parámetro que mide la eficiencia de una instalación, y se define según la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{W_{NET}}{F - \frac{Q_u}{\eta_q}}$$

Donde:

- W_{net} . Energía eléctrica generada en un periodo, medida en bornas de generador (Mwh).
- F. Combustible consumido por la planta, en Mwh PCS.
- Q_u . Calor útil producido (Mwh de PCI).
- η_q . Rendimiento de una caldera en la que se produjera el calor útil. Se asume que es del 90%.

El término $\frac{Q_u}{\eta_q}$, representa el combustible para generar Q (Mwh) de calor útil

$F - \frac{Q_u}{\eta_q}$, es el combustible atribuible a la generación de electricidad en una planta de cogeneración.

Se hacen dos evaluaciones del REE:

- A la puesta en marcha de la instalación: Se miden los parámetros energéticos (F, W_{net} y Q_u), durante un periodo ininterrumpido de 2h de funcionamiento a carga nominal.
- En la declaración anual: autoliquidaciones de producción de electricidad y calor útil, así como de combustible consumido, indicando valores acumulados de dicho periodo.

Para la verificación del REE, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores, de cada uno de los parámetros energéticos (F, W_{net} y Q_u), ya que el incumplimiento del REE mínimo supone la pérdida de la prima.

En nuestro caso, tomaremos los valores de F, W_{net} y Q_u teóricos anuales calculados en los apartados anteriores, es decir:

F	24633	Mwh PCS/año
W_{net}	8681	Mwh _e /año
Q_u	8568	Mwh PCI/año

Con esto, nuestro REE será:

$$REE = \frac{8681}{24633 - \frac{8568}{0,9}} = 57,46\%$$

Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007) **57,46% >49,5%**

La instalación cumple con los requisitos legales para ser inscrita como instalación de alta eficiencia, según el Real Decreto 661/2007



6.-Estudio Económico.

6.1-Análisis Explotación

La solución adoptada, presenta los siguientes datos de recuperación de calor, consumo de Gas Natural y de energía eléctrica vendida.

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	8568	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	7968	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	3341	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24633	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22909	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	3931	MWh PCS/año
Consumo Total	26840	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	3931	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	10067	MWh PCS/año

Recuperación total	7968	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	70,46%	
	0,99	MW

Potencia electrica Horas Punta	3618	MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	5066	MWh/año
Potencia electrica generada teórica	8684	MWh/año
Potencia electrica vendida (*)	8076	MWh/año

FUE	70,03%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	57,46%

La comparación entre la situación propuesta, y la situación actual, queda resumida en la siguiente tabla:

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	8076 MWhe/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	98,8 €/MWh
Coste desvíos :	-0,5 €/MWh
Complemento Eficiencia:	6,1 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	107,6 €/MWh
Ingreso:	869 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	3931 MWhPCS/año
Motogenerador:	22909 MWhPCS/año
Compras de gas:	26840 MWhPCS/año
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	612 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	58 m€/año
Lubricación motogenerador	7 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	8 m€/año
Seguros	10 m€/año
Gasto:	106 m€/año
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
-151 m€/año	
RESULTADO	
470 m€/año	

6.2-Presupuesto

El Proyecto de instalación de la planta de cogeneración, tiene el siguiente presupuesto:

Grupo motogenerador	469.700 €
Instalación eléctrica	82.845 €
Sistema de gestión y control	32.877 €
Sistemas de recuperación de calor	329.571 €
Auxiliares:	106.068 €
Instalación de Gas	
Sistema de relleno y trasiego de aceite lubricante	
Sistema de ventilación	
Sistema de aislamiento acústico	
Equipo teledisparo	25.902 €
Ingeniería y Dirección de Obra	45.663 €
Obra Civil	9.900 €
Prevención Riesgos Laborales	3.000€
Administración: Tasas, visados, licencias	5.000€
Derechos Cías Distribuidoras.....	5.000€
TOTAL	1115.526 €

6.3-Indicadores Rentabilidad

Una vez calculados los resultados de explotación anuales y la inversión inicial a realizar, se pueden calcular una serie de parámetros que nos indican la rentabilidad de la inversión.

- Periodo de Retorno Simple

Dicho parámetro se calcula

$$\text{Periodo de Retorno Simple} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{EBITDA anual}}$$



	m€/año
Ingresos	
Venta de electricidad a red	869
Coste térmico evitado	319
	1.188
Gastos	
Gas natural	612
Explotación	106
	718
EBITDA	470

Para el cálculo de este parámetro, se suponen fijos los flujos de caja, es decir, los flujos de caja son iguales a los del primer año:

CAJA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	-1117	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470

Inversión (activo) m€	1.117
Pay back simple años	2,4

- Flujos de caja futuros.

Partiendo de la situación en el año 0, planteada en el punto anterior, se estiman los flujos de caja durante la vida útil del proyecto. Suponemos incremento en los costes de energía primaria y gastos de explotación, así como de los ingresos por venta de electricidad.

Notificar que sólo se calculan los flujos de caja hasta el año 10 de vida del proyecto, ya que la legislación vigente, el RD 661/2007, revisa las tarifas y complementos retributivos tras ese periodo.

CAJA:	Inflación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro en Gas Natural	2,50%		327	335	344	352	361	370	380	389	399	409
Venta de electricidad	1,50%		882	895	909	922	936	950	964	979	993	1008
Gasto en Gas Natural	2,50%		628	643	659	676	693	710	728	746	765	784
Gastos de Explotación	3,00%		109	112	115	119	122	126	130	134	138	142
Flujos de Caja		-1117	473	475	478	480	482	484	486	488	490	491

7. Estudio Medioambiental.

La cogeneración representa en sí misma una mejora del medio ambiente, fundamentada de manera principal en el hecho de que, debido a su alta eficiencia, el combustible requerido por unidad eléctrica generada es, por término medio, la mitad del empleado por las centrales térmicas convencionales del servicio público.

Teniendo en cuenta adicionalmente que, esta nueva instalación de cogeneración utiliza combustible limpio (gas natural), la emisión de contaminantes resulta notablemente reducida.

La contribución de la cogeneración al fortalecimiento económico de la industria, su alto rendimiento energético y su influencia en la mejora del medio ambiente ,fueron los aspectos fundamentales tenidos en cuenta por la Administración para su consideración dentro de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E-4) para el período 2004-2012.

La Unión Europea subraya la conveniencia de su utilización: "La cogeneración ha de desempeñar un papel fundamental para ayudar a conseguir los requisitos energéticos y medio ambientales de Europa. Los distintos programas de la Comunidad Europea continuarán apoyando esta tecnología".

El Gas Natural es un combustible frecuentemente utilizado en plantas Cogeneradores, ya que debido a sus propiedades específicas, este combustible no solo permite la realización de los sistemas termodinámicos más eficaces, sino que también asegura un mínimo impacto sobre el medio ambiente gracias a la disponibilidad actual de sistemas de combustión de bajo contenido en NOx.

La tecnología y el combustible utilizado, hacen que este tipo de plantas sea respetuoso con nuestro entorno.

Los problemas de ruido, prácticamente no existen debido a los aislamientos utilizados en el edificio donde se ubica y a la utilización de silenciosos de escape a la salida del motor, del aire de admisión y extracción de la sala de motores.

Por lo que respecta a los productos utilizados en la combustión, en el caso del Gas, no se producen residuos de ningún tipo.



Los residuos producidos por el aceite de lubricación serán almacenados en tanques para su posterior retirada de acuerdo con la normativa vigente al respecto.

7.1 Cálculo del ahorro global de emisiones CO₂

La instalación de una cogeneración en una industria es un hecho singular bajo la perspectiva de las emisiones de CO₂, ya que aumenta las emisiones locales pero reduce las emisiones globales asociadas a la actividad industrial.

La planta de cogeneración emite más CO₂ que la central de GN necesaria para satisfacer la demanda de E^a térmica, pero menos que la suma de la central térmica y la central eléctrica.

Para el cálculo del ahorro de emisiones de CO₂, nos basaremos en la comparación de una planta convencional y una de cogeneración. Es decir, se comparan las emisiones de la Planta de cogeneración por un lado, con las que se vierten actualmente al cubrir la demanda térmica con calderas convencionales de Gas Natural, y las asociadas a la generación de electricidad que se dejarían de producir cuando la planta de cogeneración comienza a funcionar.

La ecuación que resume esta comparación es:

$$\Delta CO_2 [tnCO_2] = \left[\frac{Q_u [MWh]}{\eta_q} \cdot E_c + W_{ne} [MWh_e] \cdot E_e \right] - F [MWh_c] \cdot E_c$$

Donde el significado de cada variable es:

- E_e. Emisión de CO₂ en la producción eléctrica. 0,60 tnCO₂/MWh_e.
- E_c. Emisión de CO₂ en el combustible empleado. 0,22 tnCO₂/MWh_t.
- η_q . Rendimiento de la caldera. 0,9

Los consumos y la energía eléctrica producida son:

- Q_u. Se consumen 13998 MWh de Gas Natural en base a PCS del GN al suministra la energía térmica mediante calderas a Gas Natural.
- W_{ne}. Se generan 8076 MWh de electricidad con el grupo motogenerador.
- F. Se consumen en total en la cogeneración 26840 MWh/año de Gas Natural.

Con estos datos, la ecuación queda:

$$\Delta CO_2 [tnCO_2] = \left[\frac{13998 [Mwh]}{0,9} \cdot 0,22 + 8076 [Mwh_e] \cdot 0,6 \right] - 26840 [Mwh_c] \cdot 0,22$$

$$\Delta CO_2 [tnCO_2] = 2362,5 [tnCO_2]$$

En cuanto al % de ahorro de emisiones:

$$\% \Delta CO_2 = \frac{\Delta CO_2 [tnCO_2]}{\left[\frac{Q_u [Mwh]}{\eta_q} \cdot E_c + W_{ne} [Mwh_e] \cdot E_e \right]}$$

$$\% \Delta CO_2 = 28,57\%$$

Por lo tanto, el ahorro global de emisiones es:

$$\Delta CO_2 [tnCO_2] = 2362,5 [tnCO_2]$$

$$\% \Delta CO_2 = 28,57\%$$

8. Conclusiones

El objetivo principal de este proyecto era estudiar, definir y analizar el tipo de motor más adecuado para utilizar en una aplicación de cogeneración en una planta industrial., donde existe una demanda de energía térmica. En mi opinión, creo que los resultados han sido satisfactorios, ya que se han alcanzado los objetivos marcados.

La cogeneración me ha parecido un campo muy interesante, ya que es una forma de producción de energía que podemos clasificar como sostenible con el medio ambiente. Aunque no forma parte de las energías renovables, presenta bastantes beneficios con respecto a los sistemas de producción de energía convencionales.

Se hizo un primer estudio, donde me familiaricé con la cogeneración, la normativa existente y las distintas tecnologías a aplicar. Una vez realizada esta primera aproximación, y ya seleccionada la tecnología de motor de gas, me limité a buscar información sobre dichos equipos. Se seleccionó la gama de motores del fabricante Caterpillar porque era el que ofrecía información más detallada.

La fase posterior, la de realización de los estudios termotécnicos y de viabilidad ha sido la más significativa del proyecto, y de donde se obtienen otras interesantes conclusiones.

Como se ya se ha visto a lo largo del proyecto, se evaluaron tres posibles soluciones técnicas, con todo el rango de potencias: motor trabajando a plena carga durante todo el programa de operación, motor trabajando a cargas parciales, adaptando la carga a la demanda térmica y, finalmente, solución modular, donde varios motores trabajan en paralelo, en función de la demanda térmica. Pese a que muchas de ellas presentan unos excelentes parámetros técnicos y una alta eficiencia térmica, a la hora de convertir esos parámetros tecnológicos en económicos, es decir en dinero, observamos que las opciones más rentables son los motores con potencias eléctricas por debajo del Megawatio.

Sirva como ejemplo el propio motor elegido. Se realizaron dos estudios, uno a plena carga y otro a cargas parciales. Con esta modalidad de trabajo era con la que mejor rendimiento equivalente obteníamos. Sin embargo, la rentabilidad era mucho menor que si el motor trabajara a plena carga las 8760 horas del año.

Con este ejemplo podemos llegar a la conclusión que, la generación de energía eléctrica es la que marca claramente la rentabilidad de una instalación.

Igualmente, con los estudios en la mano, podemos concluir que las instalaciones pequeñas, las inferiores a 1 Mw, están más favorecidas frente a las grandes por la legislación vigente, que es la que marca las tarifas a y complementos a percibir por el cogenerador. Posiblemente con esto se pretenda estimular la cogeneración entre los pequeños productores, un enorme mercado potencial, que no se plantearían la fuerte inversión de la instalación de una cogeneración sino hubiera unos atractivos retornos de caja.

Personalmente, en una época de incertidumbre económica como la de hoy en día, la inversión en una planta de cogeneración puede ser muy atractiva, ya que la rentabilidad de la misma está garantizada por las autoridades, a través de la normativa existente, y las actualizaciones periódicas de tarifas a percibir por el cogenerador, ligadas a los costes de la energía. Gracias al Real Decreto 661/2007, la cogeneración tiene unas amplias expectativas de crecimiento en la Unión Europea en general, y en nuestro país en particular. Aunque se puede correr el riesgo de que se cree una burbuja, al igual que con la energía solar fotovoltaica.

Como recomendación para trabajos futuros, implementar el diseño y mejora del sistema de recuperación de calor de la planta. En este proyecto se ha realizado una primera aproximación al funcionamiento de la planta, se han planteado el circuito de recuperación, y se han apuntado los valores nominales indicativos de los distintos elementos, como intercambiadores, caudales, aerorrefrigeradores o caleras.

Para un correcto funcionamiento y una más eficiente recuperación del calor residual del motor, se hace necesario un estudio mucho más exhaustivo en el apartado del diseño del circuito, algo que excede los objetivos de este proyecto.

9.-Bibliografía

- [1].Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de Febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.
- [2].Real Decreto 661/2007 aprobado en Consejo de Ministros, el 27 de Mayo de 2007, en el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”
- [3].“Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. Casos prácticos.” Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía – IDAE. Junio 2008
- [4].“Cogeneración: diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración.” García Garrido, Santiago. Editorial: Díaz Santos. 2008
- [5].Apuntes Asignatura “Instalaciones Fluido térmicas”. Escuela Politécnica Superior. Universidad Carlos III
- [6].“La Cogeneración hoy: una herramienta para el aumento de la eficiencia energética y mejora de la calidad ambiental”. Francisco Jiménez Espafador Aguilar. Grupo de Máquinas y Motores Térmicos de Sevilla. Universidad de Sevilla. 2008.
- [7].“Cogeneración: evolución y perspectivas de futuro”. Luis Imaz. Red Eléctrica Española. Febrero 2007.
- [8].Datos de consumo energético de Gas Natural de la Fábrica “Cárnicas Villar”, facilitados por la propiedad.
- [9].Datos Técnicos de Motores de Gas Natural Caterpillar Serie 3500, facilitados por Barloworld-Finanzauto. S.A.

Anexo I.-Índice de figuras.

Figura 2.1.- Sistema convencional generación de energía/Sistema Cogeneración..	4
Figura 2.2.- Flujos de energía en el sistema eléctrico Español.....	6
Figura 2.3.- Costes iniciales en una inversión de cogeneración.....	8
Figura 2.4.- Flujos de energía en un motor de Gas.....	14
Figura 2.5.- Flujos de energía en un Turbina de Gas.....	16
Figura 2.6.- Diagrama de flujo de una turbina de vapor.....	18
Figura 2.7.- Flujos de energía en un ciclo combinado de gas natural.	19
Figura 3.1.- Perfil de las demandas térmicas horarias, según días de la semana.....	29
Figura 4.1.- Diagrama Instalación Planta Cogeneración	38
Figura 4.2.- Esquema Caldera de recuperación de gases de escape.....	40
Figura 4.3.- Intercambiador de Placas.....	41
Figura 4.4.- Aerorrefrigerador.....	42
Figura 4.5.- Esquema Torre de Refrigeración.....	43

Anexo II. Datos Técnicos Motores Gas Natural

En el presente anexo, se recogen los datos técnicos de los Motores a Gas Natural con los que se han realizado los estudios térmicos y económicos. Así mismo, se muestran los gráficos de los distintos parámetros a cargas parciales.

La siguiente tabla, muestra la gama de motores CAT, que se han empleado en el estudio.

MOTORES	3508 FG500TL	3512 FG750TL	3516 FG1000TL	3516B CHL	3516B PGL	3516C PGL	3516E CHL	3520B PGL	3520B CHL	3520C PGL	3520C CHL
	535	810	1077	1183	1190	1458	1656	1372	1388	2026	2070
Potencia al freno	514	786	1049	1152	1159	1421	1616	1352	1352	1979	2018
Potencia Eléctrica (cos=1)	39	38,3	38,3	38,4	38,6	39,4	42,96	37,7	38,1	39,1	40
Rendimiento del motor	37,4	37,1	37,3	38,4	37,6	38,4	41,93	36,7	37,1	38,2	39
Rendimiento eléctrico	41,2	44	42,6	48,6	49,2	48,2	42,73	48,2	48,2	46,8	46,3
Rendimiento térmico	78,6	81,1	79,9	86,9	86,8	86,6	84,65	84,9	85,3	85	85,3
Rendimiento total	1372	2115	2812	3003	3083	3701	3855	3639	3643	5182	5175
Consumo	170	331	401	392	340	422	414	493	494	712	683
Potencia JW	86	52	63	79	127	100	124	106	105	124	124
Potencia Térmica Aceite (OC)	32	133	206	106	108	193	294	107	107	290	290
Potencia AC1	58	709	966	1096	1145	1380	1209	1343	1343	1776	1776
Potencia escape (P CI 25°C)	312	547	735	923	941	1070	815	1049	1049	1302	1302
Potencia escape (P CI 120°C)	293	523	681	589	587	732	856	720	720	1154	1125
Potencia T. Disponible Alta	59	1,05	1,08	1,57	1,60	1,46	0,95	1,46	1,42	228	228
Potencia T. Disponible Baja	1,07	1,05	1,08	1,57	1,60	1,46	0,95	1,46	1,46	1,13	1,16
Relación P. T. Gases	605	1070	1416	1512	1528	1802	1671	1769	1769	2456	2427
Escapae P. T. Alta Temperatura											
Potencia T. Disponible Total											

1. Potencia térmica total en el circuito de Alta Temperatura: $JW+OC+AC1+((AC1+AC2)\times 0,90\times(F_g-1))$
2. Potencia térmica total en el circuito de baja temperatura: $AC2+((AC1+AC2)\times 0,10\times(F_g-1))$
Hemos tomado el caso más desfavorable para la situación de la planta, a 1000m de altitud: $F_d=1,06$
3. Potencia térmica total Disponible: Potencia térmica gases de escape a 120°C+P.T. Circuito Alta



CONDICIONES Y DEFINICIONES

- Potencia del motor según ISO 3046/1. Los datos están dados a temperatura 25°C, presión: 100 kPa (abs), humedad relativa 30%. Restricción del filtro de aire 2,5 kPa y contrapresión en escape 5 kPa.
- Los datos indicados como ISO 3046/1 son válidos para 1,25 kPa de restricción en el filtro de aire y 0 kPa de contrapresión en el escape.
- No se admite sobrecarga. Para valores diferentes de NO_x, consultar datos de motor.
- Los niveles de emisiones se basan en el motor funcionando en condiciones estables y ajustado al nivel de NO_x especificado al 100% de carga. Las tolerancias especificadas para las emisiones dependen de la calidad del gas. El número de metano no debe variar más de ± 3 .

NOTAS

1. Potencia dada con dos bombas mecánicas. La potencia de las bombas no está incluida en el balance.
2. Potencia eléctrica para un rendimiento del alternador de 97,7% y $\cos\varphi=1$

Potencia eléctrica = potencia del motor x rendimiento del alternador

3. Tolerancia de rendimiento según ISO 3046/1: +0%. -5%
4. Rendimiento térmico=(Pot. térmica en agua camisas + Pot. Térmica en aceite + Pot. Térmica en 1ª etapa postenfriador + Pot. térmica en escape a 120 °C)/ Consumo PCI
5. Rendimiento total = Rendimiento eléctrico + Rendimiento térmico $\pm 10\%$
6. Tolerancia de consumo ISO 3046/1: +5%, -0%
7. Aire húmedo. Tolerancia de caudal $\pm 5\%$.
8. Tolerancia de presión $\pm 5\%$
9. Tolerancia de temperatura $\pm 5\%$
10. Timing para número de metano 70
11. Tolerancia de temperatura de escape +35°C, -30°C
12. Aire húmedo. Tolerancia de caudal $\pm 6\%$
13. Tolerancia de NO_x: $\pm 18\%$
14. Los valores de emisiones de CO, CO₂, THC, HCNM, son valores máximos
15. Tolerancia de %O₂, $\pm 0,5\%$. Tolerancia de lambda $\pm 0,05$.



16. Potencia térmica total en el circuito de Alta Temperatura:

$$JW+OC+AC1+\{(AC1+AC2) \times 0,90 \times (F_d - 1)\}$$

Tolerancia: $\pm 10\%$.

17. Tolerancia de radiación: $\pm 50\%$

18. Tolerancia de potencia térmica en aceite: $\pm 20\%$

19. Tolerancia de potencia térmica en escape: $\pm 10\%$

20. Potencia térmica total en el circuito de baja temperatura:

$$AC2+\{(AC1+AC2) \times 0,10 \times (F_d - 1)\}$$
 Tolerancia: $\pm 5\%$.

21. Los valores de potencia térmica indicados son válidos en condiciones estándar. Para diferentes condiciones, aplicar el factor de detaraje adjunto

Altitud (m) Tª(°C)	0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000
50	0,97	0,94	0,91	0,88	0,86	0,83	0,80	0,78	0,75
45	0,98	0,95	0,92	0,90	0,87	0,84	0,82	0,79	0,77
40	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,86	0,83	0,80	0,78
35	1	0,98	0,95	0,93	0,90	0,87	0,84	0,82	0,79
30	1	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,86	0,83	0,80
25	1	1	0,99	0,96	0,92	0,90	0,87	0,84	0,82
20	1	1	1	0,97	0,93	0,91	0,89	0,86	0,83
15	1	1	1	0,99	0,94	0,93	0,90	0,87	0,85
10	1	1	1	1	0,95	0,94	0,92	0,89	0,86

22. La potencia térmica disipada en el postenfriador es válida para 25°C y 152 metros de altitud. Para diferentes condiciones, aplicar los factores de disipación (F_d) incluidos en la siguiente tabla:

Altitud (m) Tª(°C)	0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000
50	1,23	1,27	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
45	1,18	1,22	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
40	1,13	1,16	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
35	1,08	1,11	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
30	1,03	1,06	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
25	1	1,01	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1

23. Si las condiciones de restricción en entrada de aire y en escape difieren de las estándar indicadas, es necesario aplicar una corrección a la potencia del siguiente modo:

- Por cada kPa adicional de contrapresión en el escape añadir 42 metros a la altitud
- Por cada kPa adicional en la entrada de aire añadir 37 metros a la altitud

24. Los motores G3500 están diseñados para funcionar al 100% de carga aunque pueden funcionar a cargas parciales siempre y cuando no se exceda lo siguiente:

- 0 a 30% durante 30 minutos
- 31 a 50% durante 2 horas
- 51 a 100% funcionamiento continuo

En cualquier caso, tras el funcionamiento a baja carga, se deberá operar el motor durante un mínimo de dos horas con un factor de carga de más de un 70%.

Caterpillar 3508 FG500TL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Natural
RELACION DE COMPRESION	11,7:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	36,1
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	99/32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	EIS	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	96,1

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	bkW	535	401	268
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	ekW	514	385	255
RENDIMIENTO DEL MOTOR	%	39,0	37,5	34,9
RENDIMIENTO ELECTRICO	%	37,4	36,0	33,3
RENDIMIENTO TERMICO	%	41,2	43,6	47,3
RENDIMIENTO TOTAL	%	78,6	79,6	80,6

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE	MJ/bkWh	9,24	9,61	10,3
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE	Nm ³ /bkWh	4,10	4,19	4,36
CAUDAL MASICO DE AIRE	kg/bkWh	5,30	5,41	5,63
PRESION EN COLECTOR DE ADMISIÓN	KPAa	217	168	121
TEMPERATURA COLECTOR DE ADMISIÓN	°C	40	38	35
TIMING	°BTDC	20	20	20
TEMPERATURA DE ESCAPE	°C	474	497	502
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (HUMEDO)	Nm ³ /bkWh	4,39	4,48	4,67
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	kg/bkWh	5,49	5,61	5,84

EMISIONES

NO _x (como NO ₂) (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	500	500	500
CO (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	930	896	900
HCT (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	1611	1823	2148
HCNM (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	242	274	323
O ₂	%	9,1	9,0	8,2

BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE PCI	kW	1373	1070	766
POT. TERMICA AGUA CAMISAS	kW	170	141	122
POT. TERMICA ACEITE	kW	86	72	62
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª etapa	kW	32	12	-5
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª etapa	kW	58	43	29
RADIACION DEL MOTOR	kW	61	51	41
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	kW	431	350	251
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	kW	312	256	181



Caterpillar 3512 FG500TL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	12:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	36,1
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	EIS	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,1

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	bkW	810	608	405
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	ekW	786	588	389
RENDIMIENTO DEL MOTOR	%	38,3	36,6	33,8
RENDIMIENTO ELECTRICO	%	37,1	35,4	32,5
RENDIMIENTO TERMICO	%	44,0	46,9	51,1
RENDIMIENTO TOTAL	%	81,1	82,3	83,6

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE	MJ/bkWh	9,40	9,85	10,64
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE	Nm ³ /bkWh	4,02	4,15	4,33
CAUDAL MASICO DE AIRE	kg/bkWh	5,20	5,36	5,59
PRESION EN COLECTOR DE ADMISIÓN	KPAa	222	176	161
TEMPERATURA COLECTOR DE ADMISIÓN	°C	55	52	50
TIMING	°BTDC	20	20	20
TEMPERATURA DE ESCAPE	°C	518	524	528
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (HUMEDO)	Nm ³ /bkWh	4,32	4,45	4,65
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	kg/bkWh	5,40	5,56	5,82

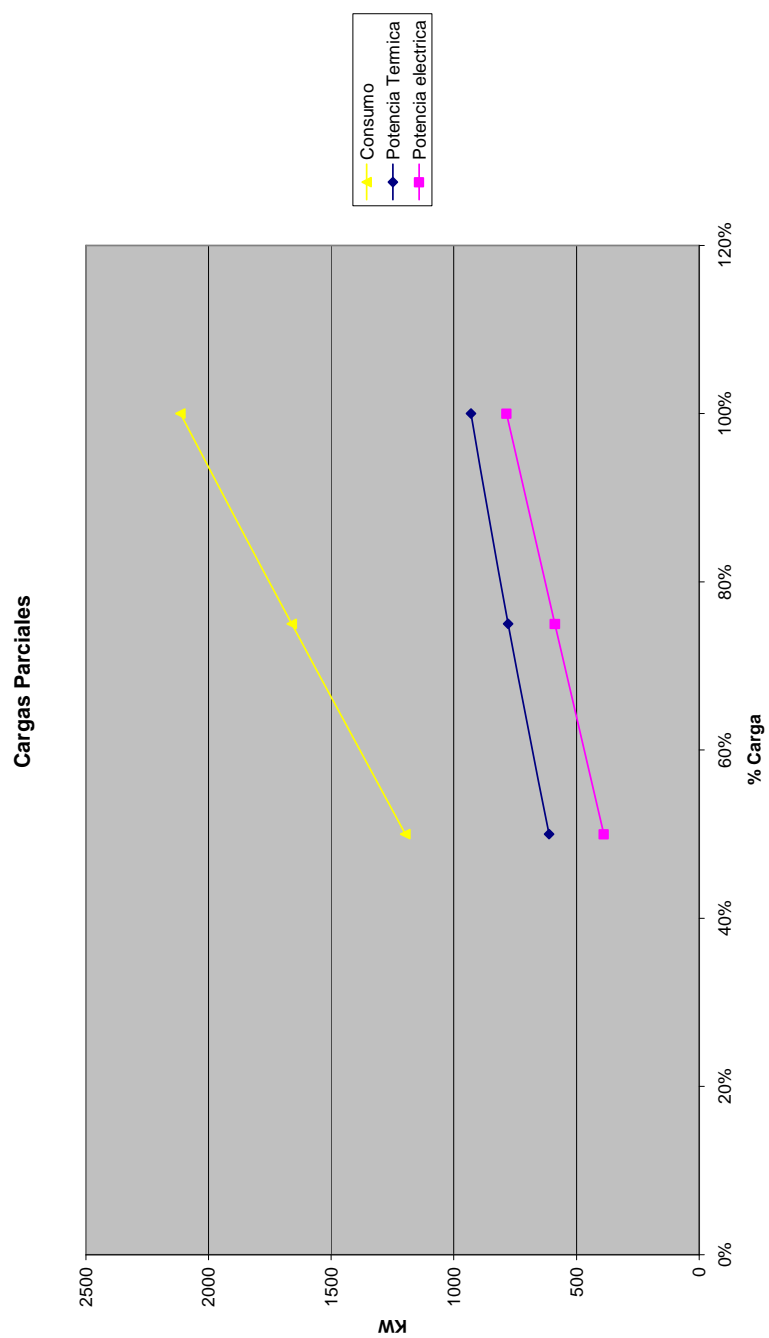
EMISIONES

NO _x (como NO ₂) (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	500	500	500
CO (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	957	921	903
HCT (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	1703	1926	2142
HCNM (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	256	289	322
O ₂	%	8,9	8,8	8,6

BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE PCI	kW	2116	1661	1197
POT. TERMICA AGUA CAMISAS	kW	331	302	267
POT. TERMICA ACEITE	kW	52	48	42
POT. TERMICA POSTENFRIADOR	kW	133	78	33
RADIACION DEL MOTOR	kW	80	67	53
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	kW	709	559	397
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	kW	547	429	303





Caterpillar 3516 FG1000TL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	12:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	36,1
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	EIS	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,4

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	bkW	1077	808	539
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	ekW	1049	786	522
RENDIMIENTO DEL MOTOR	%	38,3	36,5	34,5
RENDIMIENTO ELECTRICO	%	37,3	35,5	33,4
RENDIMIENTO TERMICO	%	42,6	46,1	49,9
RENDIMIENTO TOTAL	%	79,9	81,6	83,3

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE	MJ/bkWh	9,41	9,86	10,44
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE	Nm ³ /bkWh	4,15	4,23	4,32
CAUDAL MASICO DE AIRE	kg/bkWh	5,36	5,47	5,58
PRESION EN COLECTOR DE ADMISIÓN	KPAa	229	174	123
TEMPERATURA COLECTOR DE ADMISIÓN	°C	41	37	33
TIMING	°BTDC	20	20	20
TEMPERATURA DE ESCAPE	°C	511	524	526
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (HUMEDO)	Nm ³ /bkWh	4,45	4,54	4,64
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE (HUMEDO)	kg/bkWh	5,57	5,68	5,81

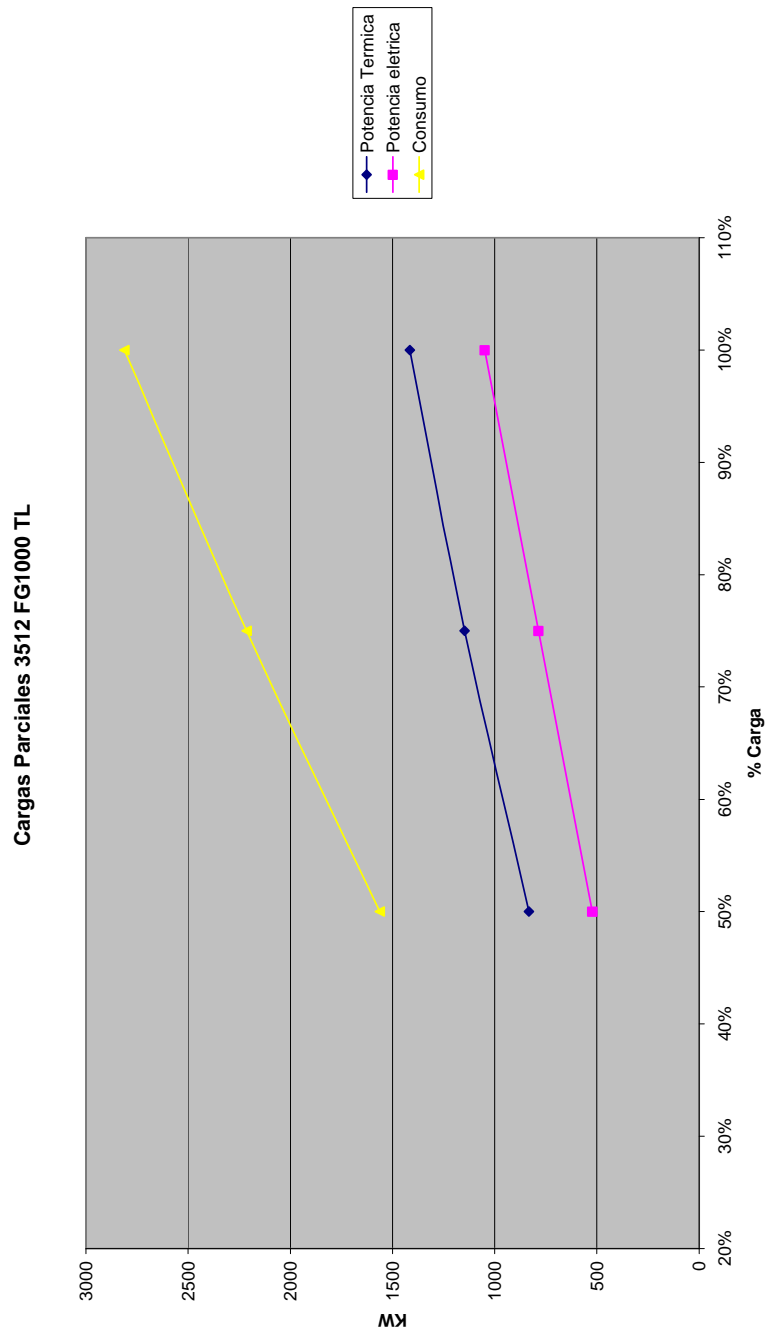
EMISIONES

NO _x (como NO ₂) (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	500	500	500
CO (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	1106	1035	977
HCT (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	1977	2128	2306
HCNM (corr. 5% O ₂)	mg/Nm ³	297	320	346
O ₂	%	8,9	8,8	8,5

BALANCE TERMICO

CONSUMO COMBUSTIBLE PCI	kW	2814	2212	1561
POT. TERMICA AGUA CAMISAS	kW	401	379	327
POT. TERMICA ACEITE	kW	63	60	52
POT. TERMICA POSTENFRIADOR	kW	206	119	50
RADIACION DEL MOTOR	kW	100	83	67
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	kW	966	763	528
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	kW	735	582	400





Motor Caterpillar 3516B CHL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	11,7:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	38,2
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	92	ALTITUD (m)	450
SISTEMA DE ENCENDIDO	ADEM III	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,4

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	(1)	bkW	1183	887	604
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	(2)	ekW	1152	864	588
RENDIMIENTO DEL MOTOR (ISO 3046/1)	(3)	%	39,4	37,8	35,5
RENDIMIENTO ELECTRICO (ISO 3046/1)		%	38,4	36,8	34,5
RENDIMIENTO TERMICO (NOMINAL)	(4)	%	48,6	49,3	50,1
RENDIMIENTO TOTAL (NOMINAL)	(5)	%	86,9	86,2	84,8

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE (ISO 3046/1)	(6)	MJ/bkWh	9,14	9,53	10,14
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (0°C, 101,3 kPa)	(7)	Nm ³ /bkWh	4,53	4,64	4,77
CAUDAL MASICO DE AIRE		kg/bkWh	5,85	6	6,16
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(8)	KPAa	251	211	159
TEMPERATURA EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(9)	°C	50	48	48
TIMING	(10)	°BTDC	14	14	14
TEMPERATURA DE ESCAPE	(11)	°C	535	543	551
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0°C, 101,3 kPa)	(12)	Nm ³ /bkWh	4,8	4,92	5,07
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE	(12)	kg/bkWh	6,04	6,20	6,37

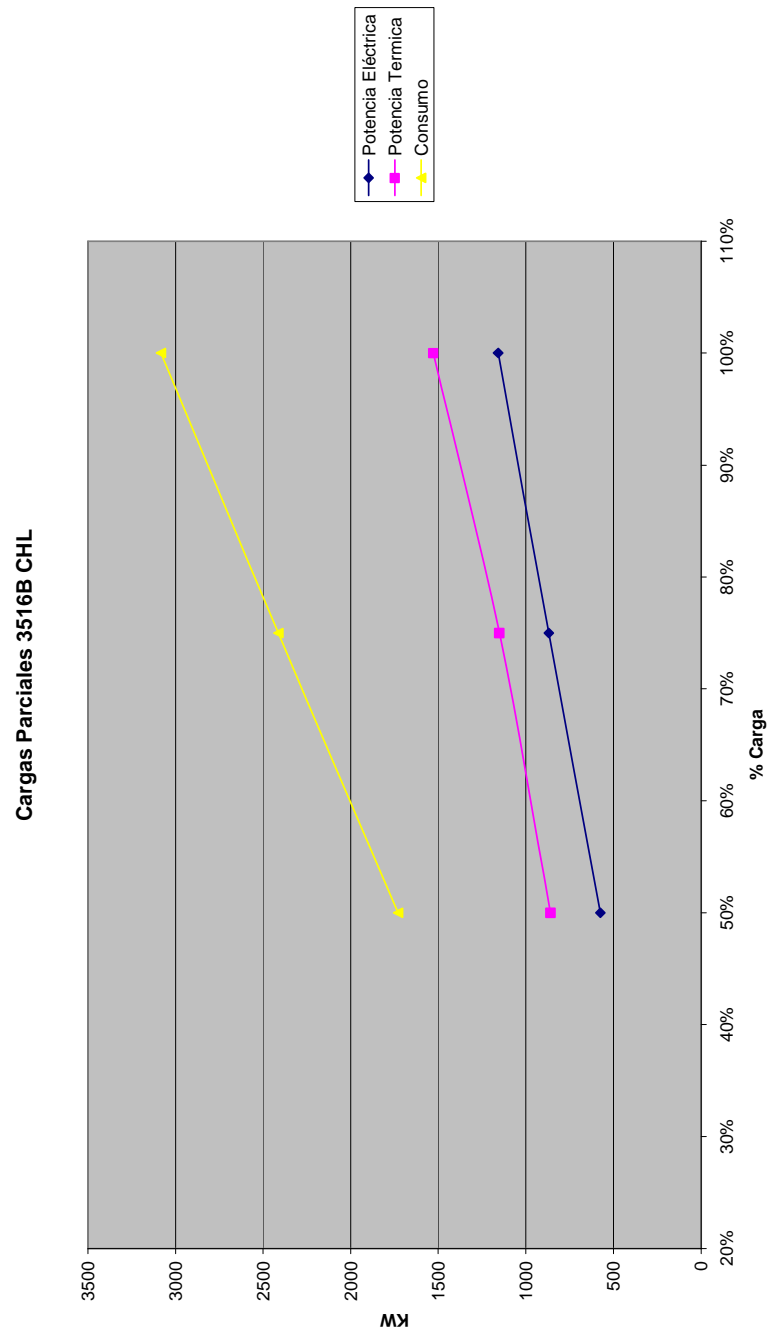
EMISIONES

NO _x (como NO ₂) (corr. 5% O ₂)	(13)	mg/Nm ³	500	500	500
CO (corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	1147	1135	1085
HCT (corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	1739	1934	2112
HCNM (corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	383	426	466
O ₂	(15)	%	9,4	9,2	9,0
LAMBDA	(15)		1,80	1,77	1,72

BALANCE TERMICO

POT. TERMICA AGUA CAMISAS (JW)	(16)	kW	392	349	300
POT. TERMICA ACEITE (OC)	(18)	kW	79	69	58
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª ETAPA (AC1)	(20)	kW	106	43	-5
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª ETAPA (AC2)	(20)	kW	118	91	62
RADIACION DEL MOTOR	(17)	kW	114	95	77
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	(19)	kW	1096	873	654
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(19)	kW	923	726	519





Motor Caterpillar 3516C PGL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	11,3:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	37,7
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	54	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	ADEM3	TEMPERATURA ENTRADA TURBO (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,5

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas		100%	75%	57%
POTENCIA AL FRENO	(1)	bkW	1458	1093	828
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	(2)	ekW	1421	1065	800
RENDIMIENTO DEL MOTOR (ISO 3046/ 1)	(3)	%	39,4	38,8	37,4
RENDIMIENTO ELECTRICO (ISO 3046/1)		%	38,4	37,8	36,1
RENDIMIENTO TERMICO	(4)	%	48,2	48,8	50,4
RENDIMIENTO TOTAL	(5)	%	86,6	86,6	86,5

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE (ISO 3046/1)	(6)	MJ/bkWh	9,14	9,28	9,63
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (0°C, 101,3 kPa)	(7)	Nm ³ /bkWh	4,22	4,28	4,35
CAUDAL MASICO DE AIRE		kg/bkWh	5,45	5,53	5,62
PRESION DESPUES DEL COMPRESOR		KPAa	327	245	188
TEMPERATURA DESPUES DEL COMPRESOR		°C	174	135	99
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(8)	KPAa	267	204	159
TEMPERATURA EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(9)	°C	53	53	53
TIMING	(10)	°BTDC	16	16	16
TEMPERATURA DE ESCAPE	(11)	°C	535	553	572
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0°C, 101,3 kPa)	(12)	Nm ³ /bkWh	4,48	4,55	4,63
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE	(12)	kg/bkWh	5,65	5,34	5,84

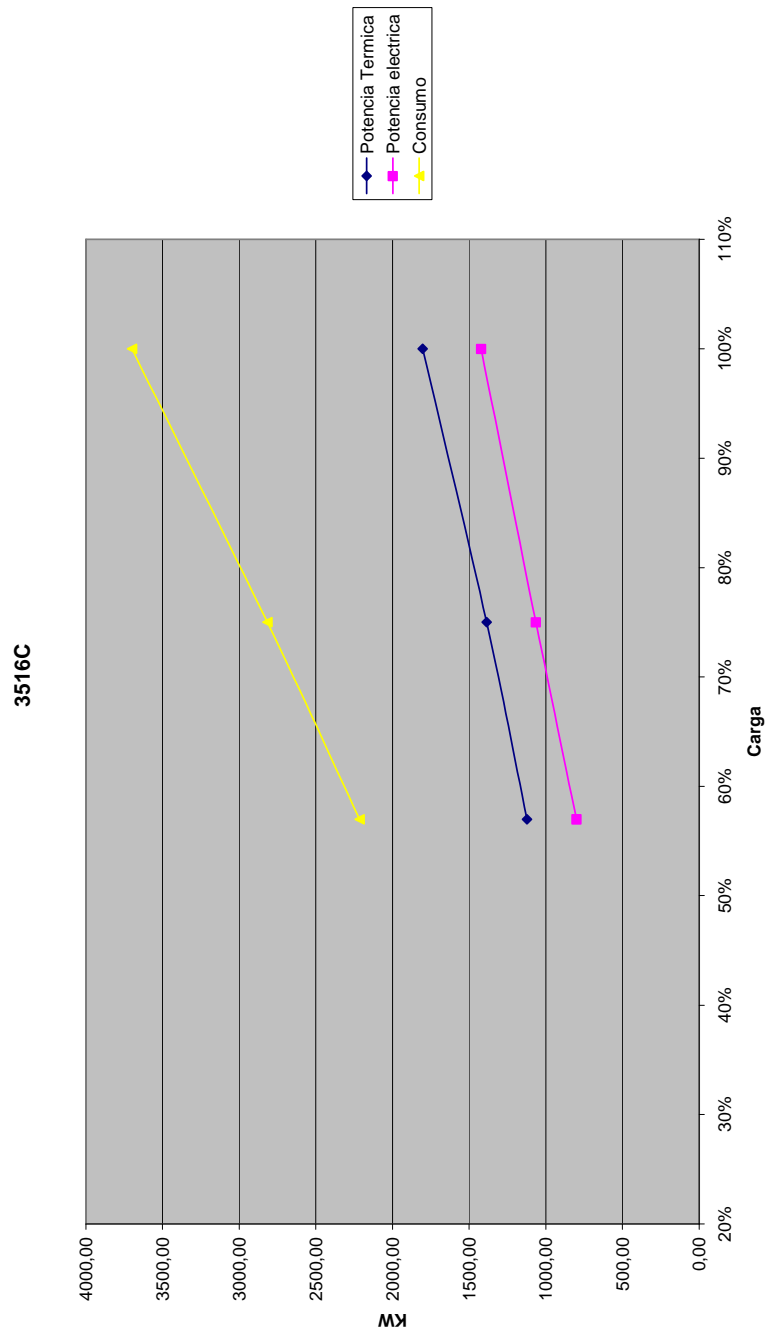
EMISIONES

NO _x (como NO ₂)	(13)	mg/Nm ³	500	500	500
CO	(14)	mg/Nm ³	1091	1071	1064
HCT	(14)	mg/Nm ³	1648	1830	2102
HCNM	(14)	mg/Nm ³	330	366	421
CO ₂	(14)	mg/Nm ³	219686	218664	221649
O ₂	(15)	%	9,6	9,4	9,5
LAMBDA	(15)		1,70	1,70	1,66

BALANCE TERMICO

POT. TERMICA AGUA CAMISAS (JW)	(16)	kW	422	357	346
POT. TERMICA ACEITE (OC)	(18)	kW	100	89	75
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª ETAPA (AC1)	(20)	kW	193	78	9
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª ETAPA (AC2)	(20)	kW	120	84	55
RADIACION DEL MOTOR	(17)	kW	117	97	78
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	(19)	kW	1380	1089	877
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(19)	kW	1070	852	688





Motor Caterpillar 3520B CHL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	11,7:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	37,9
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	ADEM III	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,4

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas		100%	75%	54%
POTENCIA AL FRENO	(1)	bkW	1388	1041	694
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	(2)	ekW	1352	1012	728
RENDIMIENTO DEL MOTOR (ISO 3046/1)	(3)	%	38,1	37,0	35,1
RENDIMIENTO ELECTRICO (ISO 3046/1)		%	37,1	37,0	33,8
RENDIMIENTO TERMICO	(4)	%	48,2	48,8	50,6
RENDIMIENTO TOTAL	(5)	%	85,3	85,8	84,4

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE (ISO 3046/1)	(6)	MJ/bkWh	9,44	9,73	10,27
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (0°C, 101,3 kPa)	(7)	Nm ³ /bkWh	4,23	4,41	4,55
CAUDAL MASICO DE AIRE		kg/bkWh	5,47	5,70	5,87
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(8)	KPAa	224	179	136
TEMPERATURA EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(9)	°C	36	36	34
TIMING	(10)	°BTDC	16	16	16
TEMPERATURA DE ESCAPE	(11)	°C	545	557	572
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0°C, 101,3 kPa)	(12)	Nm ³ /bkWh	4,5	4,68	4,83
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE	(12)	kg/bkWh	5,67	5,91	6,1

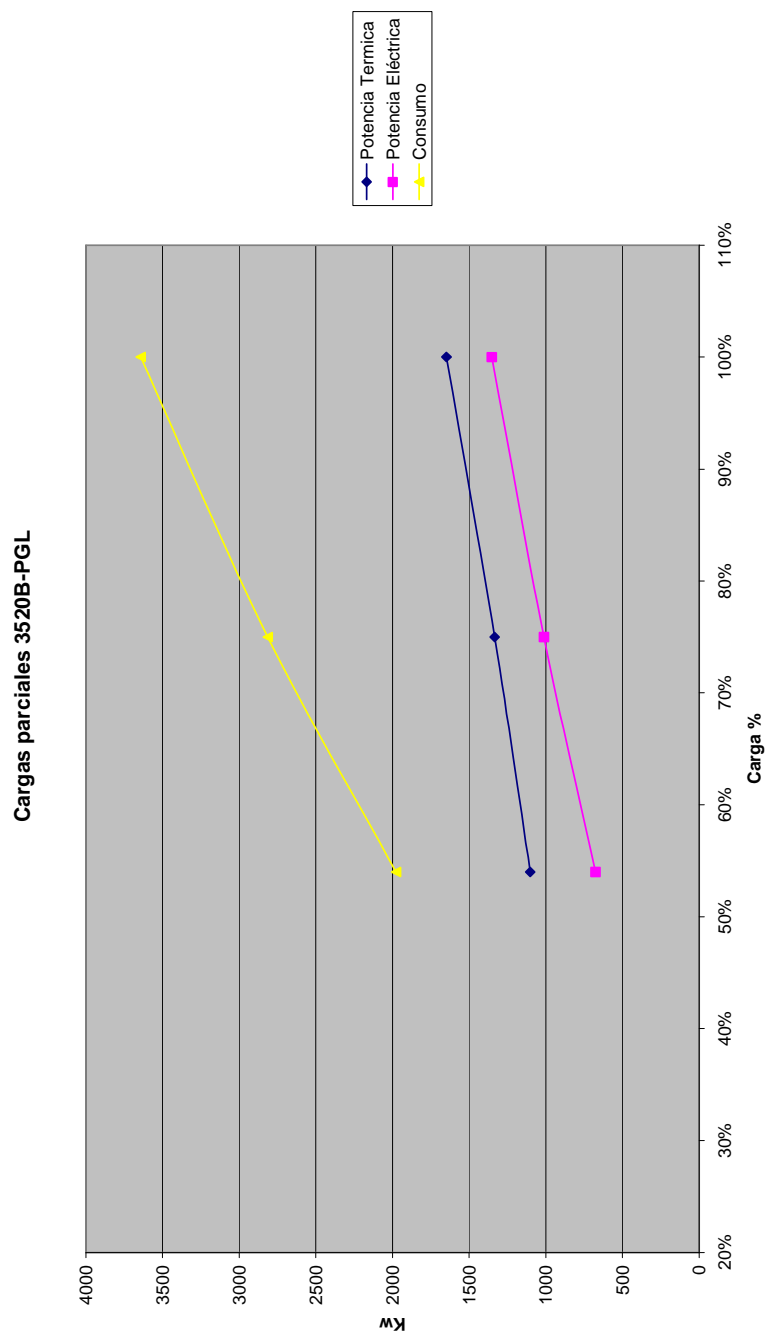
EMISIONES

NO _x (como NO ₂)	(corr. 5% O ₂)	(13)	mg/Nm ³	500	500	500
CO	(corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	877	837	807
HCT	(corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	1626	1862	1912
HCNM	(corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	326	373	383
O ₂		(15)	%	8,7	8,7	8,5
LAMBDA		(15)		1,65	1,67	1,63

BALANCE TERMICO

POT. TERMICA AGUA CAMISAS (JW)	(16)	kW	494	397	366
POT. TERMICA ACEITE (OC)	(18)	kW	105	93	81
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª ETAPA (AC1)	(20)	kW	107	39	-11
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª ETAPA (AC2)	(20)	kW	141	106	79
RADIACION DEL MOTOR	(17)	KW	131	110	92
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	(19)	kW	1343	1082	833
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(19)	kW	1049	844	654





Motor Caterpillar 3520C-PGL

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	11,3:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	38,8
Tª ENTRADA POSTENFRIADOR (°C)	32	Nº DE METANO MINIMO	70
Tª SALIDA AGUA DE CAMISAS (°C)	99	ALTITUD (m)	510
SISTEMA DE ENCENDIDO	ADEM III	TEMPERATURA ATM. (°C)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	RTO. ALTERNADOR (cosφ=1)	97,7

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	(1)	bkW	2026	1519	1013
POTENCIA ELÉCTRICA (cosφ=1)	(2)	ekW	1979	1481	981
RENDIMIENTO DEL MOTOR (ISO 3046/1)	(3)	%	39,1	37,8	35,7
RENDIMIENTO ELECTRICO (ISO 3046/1)		%	38,2	36,8	34,6
RENDIMIENTO TERMICO	(4)	%	46,8	47,9	49,5
RENDIMIENTO TOTAL	(5)	%	85,0	84,7	84,1

DATOS DEL MOTOR

CONSUMO DE COMBUSTIBLE (ISO 3046/1)	(6)	MJ/bkWh	9,21	9,53	10,08
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (0°C, 101,3 kPa)	(7)	Nm ³ /bkWh	4,23	4,33	4,52
CAUDAL MASICO DE AIRE		kg/bkWh	5,46	5,59	5,84
PRESION DESPUES DEL COMPRESOR		KPAa	345	261	179
TEMPERATURA DESPUES DEL COMPRESOR		°C	187	145	100
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(8)	KPAa	272	210	150
TEMPERATURA EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(9)	°C	35	34	34
TIMING	(10)	°BTDC	18	18	18
TEMPERATURA DE ESCAPE	(11)	°C	485	512	533
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0°C, 101,3 kPa)	(12)	Nm ³ /bkWh	4,49	4,60	4,81
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE	(12)	kg/bkWh	5,66	5,80	6,06

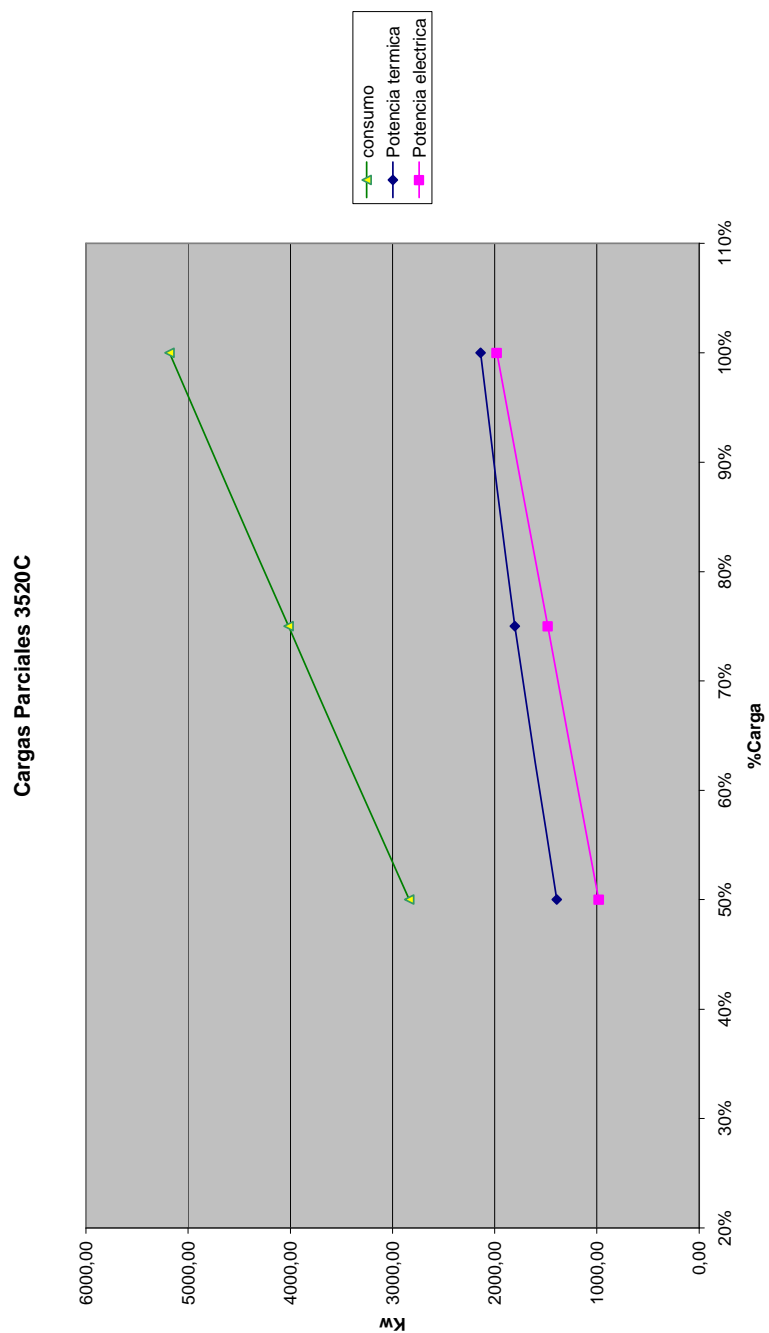
EMISIONES

NO _x (como NO ₂)	(corr. 5% O ₂)	(13)	mg/Nm ³	500	500	500
CO	(corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	1258	1229	1184
HCT	(corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	2360	2668	2936
HCNM	(corr. 5% O ₂)	(14)	mg/Nm ³	472	534	588
O ₂		(15)	%	8,9	8,9	8,8
LAMBDA		(15)		1,68	1,67	1,65

BALANCE TERMICO

POT. TERMICA AGUA CAMISAS (JW)	(16)	kW	712	613	503
POT. TERMICA ACEITE (OC)	(18)	kW	124	110	94
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 1ª ETAPA (AC1)	(20)	kW	290	125	13
POT. TERMICA POSTENFRIADOR 2ª ETAPA (AC2)	(20)	kW	225	163	105
RADIACION DEL MOTOR	(17)	kW	136	114	92
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 25°C)	(19)	kW	1776	1457	1068
POT. TERMICA ESCAPE (PCI A 120°C)	(19)	kW	1302	1078	794





Anexo III. Estudios Energéticos

En el presente anexo, se muestran los resultados de los estudios energéticos realizados, con la gama de motores Caterpillar, en los tres modos de operación de los mismos:

- Motor trabajando al 100% de la carga durante el programa de operación
- Motor trabajando a cargas parciales, adaptando el factor de carga a la demanda térmica de la planta.
- Solución Modular. Un motor operando durante todas la horas anuales, y un segundo motor que sólo trabaja, en paralelo, en determinados escalones de demanda térmica.

CONDICIONES Y DEFINICIONES PREVIAS

1. A la potencia Eléctrica nominal, se le resta un 5,5%, consumo necesario para servicios auxiliares así como la parte de pérdidas de transformación que se produzcan.
2. En la potencia Térmica nominal, se le aplica un factor de detaraje de 0,95 tal y como se indica en el Anexo II-Datos Técnicos de Motores, en concepto de corrección de por Altura y Temperatura Media:
 - Altura: 1000m
 - Temperatura Media Anual 10,6 °C
 - Factor de detaraje a plicar: 0,95
3. Sobre los consumos teóricos, energía eléctrica producida y calor recuperado totales, se aplica un factor de corrección del 93%, correspondiente a la disponibilidad de la planta. Se prevé que la máquina parará para realizar labores de mantenimiento estimando el tiempo de parada en unas 600 horas anuales aproximadamente, lo que establece una disponibilidad del 93%. Estos valores serán los reales.
4. La demanda térmica no cubierta por la cogeneración, será cubierta por una caldera de Gas Natural. Suponemos dicha caldera con un rendimiento del 82%. En este rendimiento, ya están incluidas las propias pérdidas de la caldera y las pérdidas en la red de distribución.
5. Cobertura Demanda térmica, se define como el cociente entre la energía térmica recuperada en la cogeneración y la demanda térmica.

$$Cobertura = \frac{Calor\ Recuperado}{DemandaTérmica} \times 100$$



6. Para el cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente, nos serviremos de la ecuación:

$$REE = \frac{W_{NET}}{F - \frac{Q_u}{\eta_q}}$$

Donde

- W_{net} . Energía eléctrica generada durante el año, medida en bornas de generador (Mwh).
- F . Combustible consumido por la planta, en Mwh PCS.
- Q_u . Calor útil recuperado (Mwh de PCI).
- η_q . Rendimiento de una caldera en la que se produjera el calor útil. Se asume que es del 90%.

Tomaremos como valores de entrada, los valores Teóricos.

7. Para el cálculo del Factor de Utilización de la Energía (FUE), nos serviremos de la siguiente ecuación:

$$FUE = \frac{W_{net} + Q_u}{F}$$

Al igual que en Rendimiento Eléctrico Equivalente, nos serviremos de los valores teóricos como valores de entrada.

8. Se ha realizado una evaluación de la potencia eléctrica generada en Horas Valle y en Horas Punta, para valorar la posibilidad de vender la energía eléctrica en esta modalidad.

Cálculo parámetros energéticos.

Tenidas en cuenta las consideraciones descritas en el apartado anterior, procedemos a realizar el cálculo de los parámetros energéticos correspondientes a cada uno de los estudios a realizar. Para ello, se ha desarrollado una aplicación en Excel.

La empresa promotora del proyecto facilitó las demandas térmicas horarias diferenciadas en días de la semana y meses, en matrices como las siguientes.

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en LMX

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	23	23	22	22	21	21	21	21	22	22	23	23
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
6	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
7	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
8	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
9	3205	3205	3052	3052	2900	2900	2900	2900	3052	3052	3205	3205
10	2848	2848	2713	2713	2577	2577	2577	2577	2713	2713	2848	2848
11	2848	2848	2713	2713	2577	2577	2577	2577	2713	2713	2848	2848
12	2848	2848	2713	2713	2577	2577	2577	2577	2713	2713	2848	2848
13	1540	1540	1467	1467	1393	1393	1393	1393	1467	1467	1540	1540
14	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
15	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
16	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
17	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
18	1816	1816	1729	1729	1643	1643	1643	1643	1729	1729	1816	1816
19	1448	1448	1379	1379	1310	1310	1310	1310	1379	1379	1448	1448
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en J

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	23	23	22	22	21	21	21	21	22	22	23	23
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
6	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
7	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
8	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
9	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
10	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
11	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
12	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
13	1482	1482	1412	1412	1341	1341	1341	1341	1412	1412	1482	1482
14	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
15	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
16	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
17	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
18	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
19	1391	1391	1324	1324	1258	1258	1258	1258	1324	1324	1391	1391
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en V

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MVWh/día	11	11	11	11	10	10	10	10	11	11	11	11
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
6	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
7	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
8	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
9	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
10	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
11	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
12	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
13	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
14	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
15	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
16	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
17	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
18	1714	1714	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1714	1714
19	1347	1347	1283	1283	1219	1219	1219	1219	1283	1283	1347	1347
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

Perfil tipo de demanda de energía térmica total kW en SD

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MVWh/día	17	17	16	16	15	15	15	15	16	16	17	17
1	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
2	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
3	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
4	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
5	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
6	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
7	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
8	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
9	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
10	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
11	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
12	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
13	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
14	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
15	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
16	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
17	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
18	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
19	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
20	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
21	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
22	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
23	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
24	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708

Estudios al 100% de Carga

A partir de estas matrices de demandas, se desarrolla una matriz similar, denominada “Recuperación Térmica”. En ella, sobre cada día de la semana, aparecen el número de días al mes que se repite cada tipo de día. Por ejemplo, hay 13 días de media al mes que son lunes, martes y miércoles, que recordemos, son los días de matanza, y con ello, de mayor demanda térmica.

CALOR RECUPERADO kW L,M,X												
Días	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dici
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
6	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
7	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
8	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
9	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
10	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
11	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
12	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
13	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
14	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
15	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
16	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
17	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
18	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
19	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	348	348	344	344	340	340	340	340	344	344	348	348

Se toma como referencia la energía térmica disponible en el motor, y se compara con la demanda térmica en ese instante. Si ésta es menor, se supone que es cubierta en su totalidad. Si no es así, que la demanda es mayor que la potencia disponible, se sustituye en la matriz el valor de la demanda por la potencia disponible.

La energía térmica disponible en el motor 3516B FG1000TL, es la siguiente.

	Nominal	Disponible
Potencia Eléctrica	1049	991 kW
Consumo	2812	2812 kW
Potencia Térmica	1405	1335 kW

A continuación, se suman todas las potencias mensuales recuperadas, y se multiplican por la media del número del tipo de día. Obtenemos el Calor Recuperado de ese mes, en ese tipo de día, en Mwh.

Comparación entre la demanda térmica, y el calor recuperado, los Jueves:

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
h / MWh/día	23	23	22	22	21	21	21	21	22	22	23	23
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
6	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
7	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
8	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
9	2044	2044	1947	1947	1850	1850	1850	1850	1947	1947	2044	2044
10	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
11	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
12	1857	1857	1769	1769	1680	1680	1680	1680	1769	1769	1857	1857
13	1482	1482	1412	1412	1341	1341	1341	1341	1412	1412	1482	1482
14	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
15	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
16	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
17	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
18	1758	1758	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1758	1758
19	1391	1391	1324	1324	1258	1258	1258	1258	1324	1324	1391	1391
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735

CALOR RECUPERADO
 kW J

Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
6	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
7	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
8	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
9	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
10	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
11	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
12	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
13	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
14	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
15	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
16	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
17	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
18	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335	1335
19	1335	1335	1335	1335	1258	1258	1258	1258	1335	1335	1335	1335
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	116	116	115	115	113	113	113	113	115	115	116	116

Finalmente, se suman todos los valores recuperados, por cada clase de día, y obtenemos el calor recuperado teórico anual, que se recoge en la siguiente tabla:

Recuperación

Demanda Térmica	11309 MWh/año
Recuperación total de calor teórica	8568 MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	7968 MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	3341 MWh/año
(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%	



En cuanto a la energía eléctrica. En los motores que operan a plena carga, el cálculo es sencillo. Simplemente se multiplica la potencia en bornas del generador, ya descontados los autoconsumos, y se multiplica por el programa de funcionamiento:

Potencia Nominal en bornas del alternador	1049 Kw _e
Autoconsumo y pérdidas eléctricas	5,5%
Potencia neta corregida en barras de central	991
Programa de funcionamiento teórico	8760 h/año
Electricidad producida teórica	8681 Mwh _e
Disponibilidad de la planta de cogeneración	93%
Programa de funcionamiento corregido	8147 h/año
Electricidad vendida	8076 Mwh_e

Y por último, el cálculo del consumo de energía primaria. En este caso, el consumo total será la suma del Consumo de Gas en cogeneración (motor), y el consumo de la caldera de apoyo, que opera para conseguir el calor no recuperado por la cogeneración.

Al igual que en la energía eléctrica, para obtener el consumo de cogeneración, se multiplica el consumo nominal por las horas anuales que trabaja el motor.

Para obtener el consumo de gas para obtener el calor no recuperado, se aplica la siguiente ecuación:

$$F_{Q_{\text{norecuperado}}} = \frac{Q_{\text{norecuperado}}}{0,82}$$

Donde:

- $Q_{\text{norecuperado}}$, es el calor no recuperado, es decir, la diferencia entre la demanda térmica anual y el calor recuperado anual.
- 0,82, es el rendimiento de la caldera recuperadora.

Finalmente, los consumos se recogen en la siguiente tabla:

Consumos		
Consumo de gas Cogeneración	24633	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22909	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	3931	MWh PCS/año
Consumo Total	26840	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%



Motor CAT 3508 FG500TL

	Nominal	Disponible	Carga
Potencia Eléctrica	514	486 kW	100,00%
Consumo	1372	1372 kW	
Potencia Térmica	600	570 kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309 MWh/año
Recuperación total de calor teórica	4993 MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	4644 MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	6666 MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	12019 MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	11177 MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	7842 MWh PCS/año
Consumo Total	19019 MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998 MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	7842 MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	6156 MWh PCS/año

Recuperación total	4644 MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	41,06%
	0,58 MW

Potencia eléctrica Horas Punta	1773 MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	2482 MWh/año
Potencia eléctrica generada teórica	4255 MWh/año
Potencia eléctrica vendida (*)	3957 MWh/año

FUE	76,95%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	65,76%

Motor CAT 3512 FG750TL

	Nominal	Disponible	Carga 100,00%
Potencia Eléctrica	786	743 kW	
Consumo	2115	2115 kW	
Potencia Térmica	1070	1017 kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309 MWh/año
Recuperación total de calor teórica	7327 MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	6814 MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	4495 MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	18527 MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	17230 MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	5288 MWh PCS/año
Consumo Total	22518 MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998 MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	5288 MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	8710 MWh PCS/año

Recuperación total	6814 MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	60,26%
	0,85 MW

Potencia eléctrica Horas Punta	2711 MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	3796 MWh/año
Potencia eléctrica generada teórica	6507 MWh/año
Potencia eléctrica vendida (*)	6051 MWh/año

FUE	74,67%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	62,65%

Motor CAT 3516B FG1000TL

	Nominal	Disponible	
Potencia Eléctrica	1049	991	kW
Consumo	2812	2812	kW
Potencia Térmica	1405	1335	kW

Carga
100,00%

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	8568	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	7968	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	3341	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24633	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22909	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	3931	MWh PCS/año
Consumo Total	26840	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	3931	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	10067	MWh PCS/año

Recuperación total	7968	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	70,46%	
	0,99	MW

Potencia eléctrica Horas Punta	3618	MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	5066	MWh/año
Potencia eléctrica generada teórica	8684	MWh/año
Potencia eléctrica vendida (*)	8076	MWh/año

FUE	70,03%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	57,46%

Motor CAT 3516B

	Nominal	Disponible	Carga
Potencia Eléctrica	1159	1095 kW	100,00%
Consumo	3083	3083 kW	
Potencia Térmica	1528	1452 kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309 MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9191 MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	8120 MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	3189 MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	27006 MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	25116 MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	3752 MWh PCS/año
Consumo Total	28867 MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998 MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	3752 MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	10246 MWh PCS/año

Recuperación total	8120 MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	71,80%
	1,01 MW

Potencia eléctrica Horas Punta	3998 MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	5597 MWh/año
Potencia eléctrica generada teórica	9594 MWh/año
Potencia eléctrica vendida (*)	8923 MWh/año

FUE	67,86%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	55,44%

Observamos que, al aumentar la potencia del motor, el REE decae. Al estar este motor muy cerca del valor límite marcado por la legislación, el 55%, optamos por no hacer más estudios a plena carga y estudiar el comportamiento de los motores operando a cargas parciales.

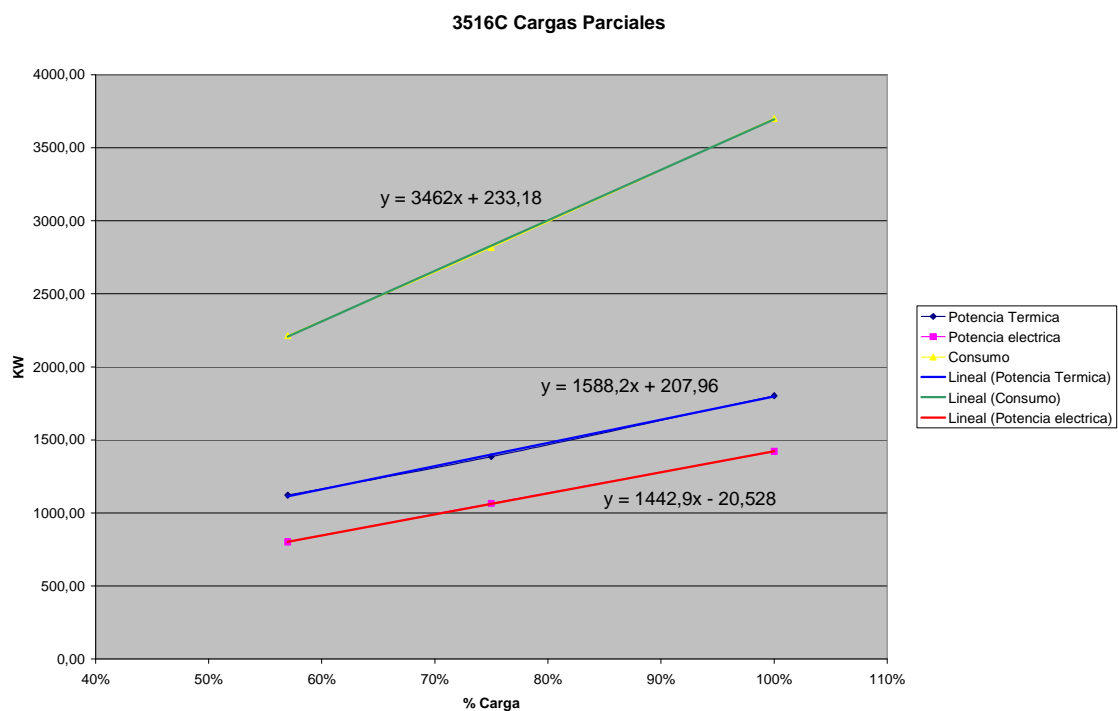
Estudios a Cargas Parciales

Para desarrollar la exposición del método de cálculo de los parámetros energéticos en esta modalidad de operación del motor, tomaremos de ejemplo los cálculos realizados en el estudio del motor **CAT 3516C**, operando en cargas parciales.

En este modo de trabajo de los motores, la matriz de recuperación térmica es idéntica al caso anterior. La particularidad es que se desarrollan dos nuevas matrices, para calcular la electricidad producida y el consumo de energía primaria, con el mismo planteamiento que las matrices de recuperación de calor.

En este caso, los motores están trabajando a cargas parciales. En el Anexo II.-Datos técnicos de los motores, están recogidos los parámetros a técnicos del motor a cargas parciales, así como la representación gráfica de la potencia térmica disponible, el consumo, y la potencia eléctrica.

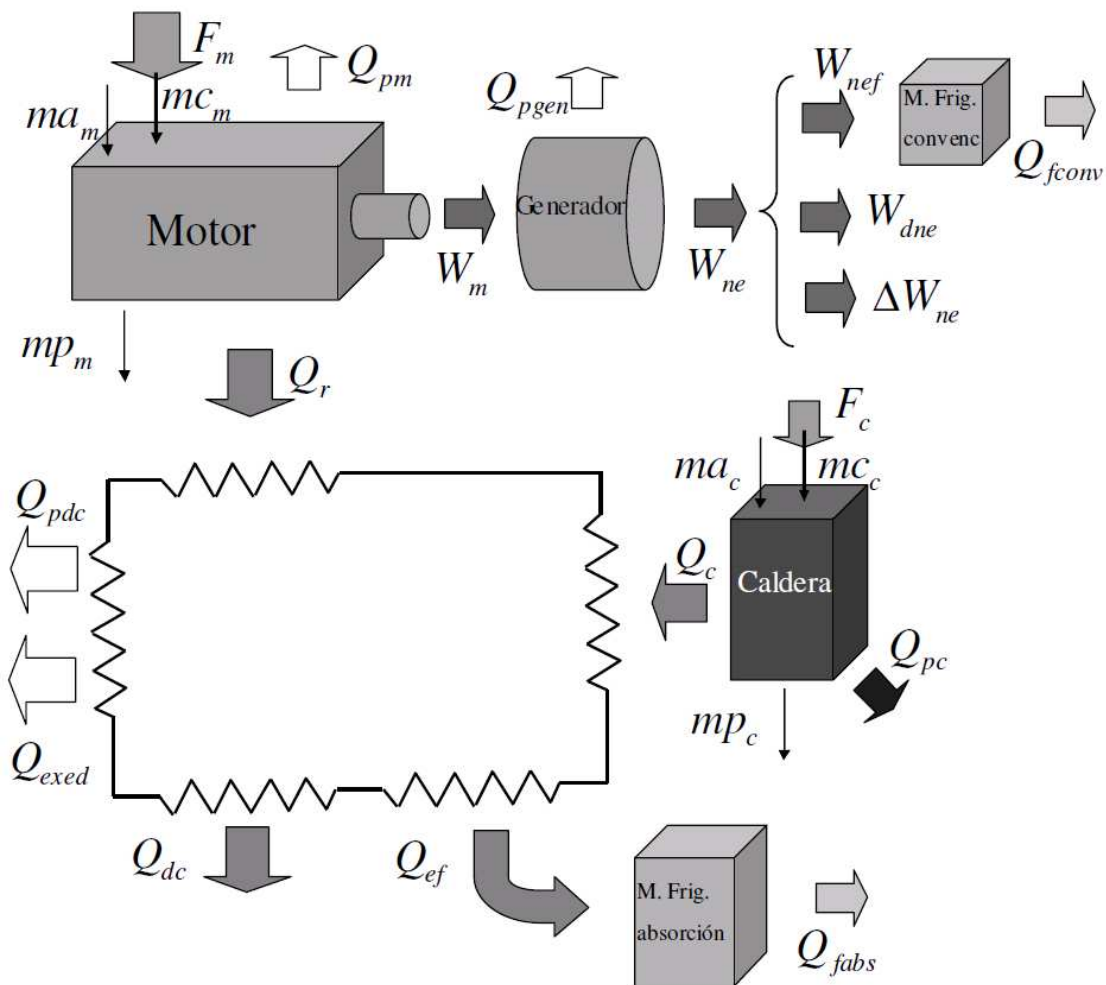
De estas gráficas, obtenemos las ecuaciones de estos tres parámetros, como se muestra en la gráfica siguiente:



Por lo tanto, las ecuaciones son las siguientes:

- Potencia Térmica Disponible: $Q_r = 1588,2 \cdot X + 207,96$
- Consumo de Energía Primaria: $F = 3462 \cdot X + 233,18$
- Potencia Eléctrica Generada: $W_e = 1442,9 \cdot X - 20,528$

Una planta de cogeneración, y sus correspondientes balances de energía, se pueden esquematizar en la siguiente figura.



Balance de energía en el anillo de calor:

$$Q_r + Q_c = Q_{ef} + Q_{dc} + Q_{pdc} + Q_{exed}$$

El motor, ajustará su factor de carga a la demanda térmica. Para averiguar dicho factor de carga, partiremos del balance de energía del anillo de calor.

Cuando nuestro grupo motogenerador trabaja a cargas parciales, es porque queremos ajustar la potencia térmica disponible, Q_r a la demanda, es decir, no queremos ni que la caldera de apoyo esté en funcionamiento, ni que haya un excedente de calor en el anillo. Por lo tanto, ambos términos de la ecuación serán 0. Al igual que el término Q_{ef} , ya que aquí no hay instalado equipo de frío. Recordemos que las pérdidas en la distribución, ya están englobadas en la demanda térmica.

- Calor aportado por la caldera. $Q_c = 0$
- Calor absorbido por el equipo de frío. $Q_{ef} = 0$
- Excedente de calor en el anillo. $Q_{exec} = 0$
- Pérdidas de calor. $Q_{pdc} = 0$

Por lo tanto, el balance de energía en el anillo será, finalmente:

$$Q_r = Q_d$$

Es decir, el calor recuperado en el anillo, deberá ser igual a la demanda instantánea de calor. Esto no es del todo exacto. Como hemos visto en el Anexo II. Hay que aplicar un factor de detaraje en función de la altitud y la temperatura media. En nuestro caso 0,95. por tanto:

$$0,95 \cdot Q_r = Q_d \Rightarrow Q_r = \frac{Q_d}{0,95}$$

Con este valor de calor recuperado, entraremos en la ecuación de la energía térmica disponible hallada a partir de la gráfica:

$$Q_r = 1588,2 \cdot X + 207,96$$

Queremos calcular el factor de carga para cubrir una demanda entorno al 1450Kw, demanda media de los viernes.

$$Q_r = \frac{Q_d}{0,95} = \frac{1450Kw}{0,95} = 1525Kw$$

$$Q_r = 1588,2 \cdot X + 207,96 \quad 1525Kw = 1588,2 \cdot X + 207,96 \quad X = 84,5\%$$

Con este factor de carga, nos calculamos ya la potencia eléctrica en bornas del generador y el consumo:

Consumo de Energía Primaria: $F = 3462 \cdot X + 233,18 = 3158,6Kw$

Potencia Eléctrica Generada: $W_e = 1442,9 \cdot X - 20,528 = 1198,7$

Igualmente, queremos calcularnos el factor de carga para una demanda de 830Kw, demanda nocturna. Repetimos los cálculos.

$$Q_r = \frac{Q_d}{0,95} = \frac{830Kw}{0,95} = 870,5Kw$$

$$Q_r = 1588,2 \cdot X + 207,96 \quad 870Kw = 1588,2 \cdot X + 207,96 \quad X = 42\%$$

Un factor de carga del 42%, es un factor bajo. El fabricante nos recomienda que no trabaje por debajo del 50% más de 2 horas seguida, tiempo que incumplimos al querer trabajar por la noche. Por lo tanto, para este escalón de demanda, el motor trabajará al 50%, factor de carga más bajo para trabajo ininterrumpido.

La relación de potencias a aplicar es la siguiente:

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1420	1342	kW	100,00%
Consumo	3701	3701	kW	
Potencia Térmica	1800	1710	kW	
Potencia Eléctrica	1199	1139	kW	84,50%
Consumo	3159	3159	kW	
Potencia Térmica	1525	1449	kW	
Potencia Eléctrica	800	760	kW	50,00%
Consumo	2214	2214	kW	
Potencia Térmica	1121	1065	kW	

Con estos datos, ya se pueden rellenar las matrices de “Calor Recuperado”, “Consumo” y “Electricidad generada”. Los colores diferencian la carga a la que está trabajando el motor a cada instante.

Matrices de recuperación de Calor:

RECUPERADO CALOR

KW L.M.X

Días	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
6	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
7	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
8	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
9	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
10	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
11	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
12	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
13	1540	1540	1467	1467	1393	1393	1393	1393	1467	1467	1540	1540
14	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
15	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
16	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
17	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
18	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
19	1387	1387	1379	1379	1310	1310	1310	1310	1379	1379	1387	1387
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	415	415	410	410	404	404	404	404	410	410	415	415

KW J

Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
6	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
7	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
8	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
9	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
10	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
11	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
12	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710	1710
13	1482	1482	1412	1412	1341	1341	1341	1341	1412	1412	1482	1482
14	1710	1710	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1710	1710
15	1710	1710	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1710	1710
16	1710	1710	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1710	1710
17	1710	1710	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1710	1710
18	1710	1710	1674	1674	1590	1590	1590	1590	1674	1674	1710	1710
19	1391	1391	1324	1324	1258	1258	1258	1258	1324	1324	1391	1391
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	138	138	135	135	132	132	132	132	135	135	138	138

KW V												
Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
2	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
3	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
4	827	827	787	787	748	748	748	748	787	787	827	827
5	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
6	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
7	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
8	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
9	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
10	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
11	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
12	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
13	1439	1439	1370	1370	1302	1302	1302	1302	1370	1370	1439	1439
14	1710	1710	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1710	1710
15	1710	1710	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1710	1710
16	1710	1710	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1710	1710
17	1710	1710	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1710	1710
18	1710	1710	1633	1633	1551	1551	1551	1551	1633	1633	1710	1710
19	1347	1347	1283	1283	1219	1219	1219	1219	1283	1283	1347	1347
20	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
21	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
22	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
23	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
24	735	735	700	700	665	665	665	665	700	700	735	735
MWh	128	128	122	122	116	116	116	116	122	122	128	128

SD												
Días	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
2	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
3	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
4	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
5	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
6	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
7	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
8	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
9	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
10	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
11	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
12	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
13	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
14	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
15	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
16	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
17	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
18	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
19	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
20	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
21	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
22	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
23	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
24	708	708	674	674	641	641	641	641	674	674	708	708
MWh	148	148	141	141	134	134	134	134	141	141	148	148

Matrices de consumos

Consumo kW L.M.X												
Días	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
2	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
3	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
4	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
5	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
6	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
7	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
8	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
9	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
10	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
11	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
12	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
13	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
14	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
15	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
16	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
17	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
18	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
19	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
20	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
21	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
22	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
23	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
24	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
MVWh	976	976	976	976	976	976	976	976	976	976	976	976

kW J												
Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
2	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
3	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
4	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
5	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
6	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
7	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
8	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
9	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
10	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
11	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
12	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
13	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
14	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
15	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
16	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
17	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
18	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
19	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
20	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
21	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
22	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
23	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
24	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
MVWh	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325

KW V												
Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
2	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
3	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
4	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
5	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
6	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
7	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
8	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
9	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
10	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
11	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
12	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
13	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
14	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
15	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
16	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
17	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
18	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701	3701
19	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159	3159
20	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
21	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
22	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
23	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
24	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
MWh	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304

KW SD												
Días	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
2	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
3	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
4	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
5	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
6	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
7	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
8	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
9	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
10	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
11	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
12	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
13	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
14	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
15	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
16	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
17	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
18	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
19	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
20	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
21	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
22	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
23	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
24	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214	2214
MWh	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462	462

Electricidad producida.

ELECTRICIDAD

KW L.M.X

Días	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
2	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
3	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
4	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
5	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
6	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
7	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
8	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
9	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
10	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
11	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
12	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
13	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
14	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
15	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
16	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
17	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
18	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
19	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
20	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
21	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
22	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
23	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
24	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
Horas Punta	165	165	165	157	157	157	157	157	157	157	165	165
Horas Valle	184	184	184	192	192	192	192	192	192	192	184	184
MWh	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349

KW J

Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
2	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
3	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
4	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
5	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
6	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
7	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
8	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
9	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
10	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
11	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
12	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
13	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
14	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
15	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
16	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
17	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
18	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
19	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
20	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
21	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
22	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
23	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
24	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
Horas Punta	55	55	55	52	52	52	52	52	52	52	55	55
Horas Valle	61	61	61	64	64	64	64	64	64	64	61	61
MWh	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116



kW V												
Días	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
2	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
3	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
4	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
5	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
6	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
7	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
8	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
9	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
10	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
11	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
12	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
13	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
14	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
15	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
16	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
17	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
18	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342	1342
19	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139	1139
20	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
21	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
22	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
23	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
24	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
Horas Punta	52	52	52	51	51	51	51	51	51	51	52	52
Horas Valle	56	56	56	58	58	58	58	58	58	58	56	56
MWh	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108

kW SD												
Días	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
2	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
3	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
4	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
5	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
6	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
7	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
8	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
9	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
10	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
11	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
12	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
13	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
14	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
15	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
16	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
17	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
18	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
19	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
20	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
21	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
22	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
23	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
24	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760	760
Horas Punta	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Horas Valle	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
MWh	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159

Finalmente, todos estos parámetros se resumen en la siguiente ficha:

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9695	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	9016	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	2293	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24814	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	23077	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2796	MWh PCS/año
Consumo Total	25873	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2796	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11202	MWh PCS/año

Recuperación total	9695	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	79,73%	
	1,20	MW

Potencia electrica Horas Punta	3972	MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	4813	MWh/año
Potencia electrica	8785	MWh/año
Potencia electrica Vendida Real (*)	8170	MWh/año

FUE	74,47%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	62,56%

Motor CAT 3516B

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1049	991	kW	100,00%
Consumo	2812	2812	kW	
Potencia Térmica	1416	1345	kW	
Potencia Eléctrica	522	496	kW	50,00%
Consumo	1562	1562	kW	
Potencia Térmica	832	790	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	8609	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	8006	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	3303	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	18573	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	17273	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	4028	MWh PCS/año
Consumo Total	21301	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	4028	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	9970	MWh PCS/año

Recuperación total	8609	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	70,79%	
	1,07	MW

Potencia eléctrica Horas Punta	2897	MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	3384	MWh/año
Potencia eléctrica	6281	MWh/año
Potencia eléctrica Vendida Real (*)	5842	MWh/año

FUE	80,17%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	69,73%



Motor CAT 3516C

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1420	1342	kW	100,00%
Consumo	3701	3701	kW	
Potencia Térmica	1800	1710	kW	

Potencia Eléctrica	1122	1066	kW	79,00%
Consumo	2970	2970	kW	
Potencia Térmica	1460	1387	kW	

Potencia Eléctrica	800	760	kW	50,00%
Consumo	2214	2214	kW	
Potencia Térmica	1121	1065	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9695	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	9016	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	2293	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24676	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22949	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2796	MWh PCS/año
Consumo Total	25745	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2796	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11202	MWh PCS/año

Recuperación total	9695	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	79,73%	
	1,20	MW

Potencia eléctrica Horas Punta	3944	MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	4788	MWh/año
Potencia eléctrica	8732	MWh/año
Potencia eléctrica Vendida Real (*)	8121	MWh/año

FUE	74,67%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	62,80%



Motor CAT 3520B CHL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1352	1278	kW	100,00%
Consumo	3639	3639	kW	
Potencia Térmica	1768	1680	kW	

Potencia Eléctrica	1122	1060	kW	79,00%
Consumo	1453	1453	kW	
Potencia Térmica	1453	1380	kW	

Potencia Eléctrica	675	638	kW	54,00%
Consumo	1977	1977	kW	
Potencia Térmica	1070	1017	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9600	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	8928	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	2382	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	22222	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	20667	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2904	MWh PCS/año
Consumo Total	23571	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2904	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11094	MWh PCS/año

Recuperación total	9600	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	78,94%	
	1,19	MW

Potencia eléctrica Horas Punta	3648	MWh/año
Potencia eléctrica Horas Valle	4283	MWh/año
Potencia eléctrica	7931	MWh/año
Potencia eléctrica Vendida Real (*)	7376	MWh/año

FUE	78,89%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	68,63%



Estudios de Motores a Solución modular.

En esta modalidad, un motor trabaja durante 8760 horas anuales del programa de funcionamiento, ajustando sus actuaciones a la demanda térmica tal y como hemos visto anteriormente. La peculiaridad de este sistema es que ante los picos de gran demanda térmica, como los días de matanza, entra en funcionamiento un segundo módulo, es decir, un segundo motor. Este grupo motogenerador, también ajustará su factor de carga en función de los requerimientos de calor.

El método de obtención de los parámetros energéticos es similar al expuesto para los motores que operan con actuaciones a cargas parciales. La principal diferencia, es que ahora habrá que realizar dos estudios. El método de cálculo es el siguiente:

1. En primer lugar, se realiza el estudio energético correspondiente al motor que funcionará las 8760h anuales del programa de funcionamiento, siguiendo el método ya expuesto en el punto anterior “Estudios a cargas parciales”. De este estudio, obtenemos como resultados las correspondientes matrices de “Recuperación Térmica”, “Consumo” y “Electricidad Generada”.
2. Con el calor no recuperado por este primer motor, generamos otra matriz llamada “Demanda 2º motor”. Esta será la demanda a satisfacer por el segundo módulo.
3. Con esta demanda, se realiza el correspondiente estudio energético de recuperación de calor, consumos y electricidad generada. El método para realizarlo, el ya desarrollado en el punto 1.
4. Con las matrices de resultados de los estudios de los dos módulos, ya podemos obtener los parámetros energéticos globales de esta modalidad de operación, tales como consumo, calor recuperado total, electricidad generada en total, ratio de cobertura térmica alcanzado, etc.

Solución Modular

Motor 3512 FG750TL+3520C

MOTOR: 3512 FG750 TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	786	747	kW	100,00%
Consumo	2115	2115	kW	
Potencia Térmica	930	884	kW	

Potencia Eléctrica	588	559	kW	75,00%
Consumo	1661	1661	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	

Potencia Eléctrica	556	528	kW	71,00%
Consumo	1585	1585	kW	
Potencia Térmica	748	711	kW	

MOTOR: 3520C

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1979	1880	kW	100,00%
Consumo	5181,59	5182	kW	
Potencia Térmica	2138,00	2031	kW	

Potencia Eléctrica	1879,53	1786	kW	95,00%
Consumo	4950	4950	kW	
Potencia Térmica	2075	1971	kW	

Potencia Eléctrica	1679,93	1596	kW	85,00%
Consumo	4481,27	4481	kW	
Potencia Térmica	1926	1830	kW	

Potencia Eléctrica	1500	1425	kW	76,00%
Consumo	4059,5	4060	kW	
Potencia Térmica	1791,6	1702	kW	

Potencia Eléctrica	981	932	kW	50,00%
Consumo	2837,54	2838	kW	
Potencia Térmica	1391,00	1321	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9666	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	8990	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	2320	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	23601	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	21949	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2829	MWh PCS/año
Consumo Total	24777	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2829	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11169	MWh PCS/año

Recuperación calor total	9666	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	79,49%	
	1,20	MW

Potencia electrica Horas Punta	2853	MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	5360	MWh/año
Potencia electrica	8213	MWh/año
Potencia electrica Vendida Real (*)	7638	MWh/año

FUE	75,76%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	63,86%

Motor 3512 FG750TL+ Motor 3512 FG750TL

MOTOR: 3512 FG750 TL

	Nominal	Disponible		Carga 100,00%
Potencia Eléctrica	786	747	kW	
Consumo	2115	2115	kW	
Potencia Térmica	930	884	kW	
Potencia Eléctrica	588	559	kW	75,00%
Consumo	1661	1661	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	
Potencia Eléctrica	556	528	kW	71,00%
Consumo	1585	1585	kW	
Potencia Térmica	748	711	kW	

MOTOR: 3512 FG750 TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	786	747	kW	100,00%
Consumo	2115	2115	kW	
Potencia Térmica	930	884	kW	
Potencia Eléctrica	675	641	kW	86,00%
Consumo	1860	1860	kW	
Potencia Térmica	844	801	kW	
Potencia Eléctrica	627,3	596	kW	80,00%
Consumo	1750	1750	kW	
Potencia Térmica	805	765	kW	
Potencia Eléctrica	556	528	kW	71,00%
Consumo	1585	1585	kW	
Potencia Térmica	748	711	kW	
Potencia Eléctrica	389	370	kW	50,00%
Consumo	1198	1198	kW	
Potencia Térmica	612	581	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9796	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	9110	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	2199	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	23424	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	21785	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2682	MWh PCS/año
Consumo Total	24467	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2682	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11316	MWh PCS/año

Recuperación calor total	9796	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	80,55%	
	1,22	MW

Potencia electrica Horas Punta	3738	MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	4330	MWh/año
Potencia electrica	8069	MWh/año
Potencia electrica Vendida Real (*)	7504	MWh/año

FUE	76,26%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	64,34%

Motor 3512 FG750TL+ Motor 3512 FG750TL

MOTOR: 3512 FG750 TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	786	747	kW	100,00%
Consumo	2115	2115	kW	
Potencia Térmica	930	884	kW	
Potencia Eléctrica	588	559	kW	75,00%
Consumo	1661	1661	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	
Potencia Eléctrica	556	528	kW	71,00%
Consumo	1585	1585	kW	
Potencia Térmica	748	711	kW	

MOTOR: 3516 1000TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1049	997	kW	100,00%
Consumo	2812	2812	kW	
Potencia Térmica	1199	1139	kW	
Potencia Eléctrica	796,21	756	kW	76,00%
Consumo	2238,657	2239	kW	
Potencia Térmica	1029	978	kW	
Potencia Eléctrica	680,26	646	kW	65,00%
Consumo	1960	1960	kW	
Potencia Térmica	932	885	kW	
Potencia Eléctrica	585,4	556	kW	56,00%
Consumo	1724	1724	kW	
Potencia Térmica	842	800	kW	
Potencia Eléctrica	522	496	kW	50,00%
Consumo	1562	1562	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	10175	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	9463	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	1846	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24667	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22940	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2251	MWh PCS/año
Consumo Total	25192	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2251	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11747	MWh PCS/año

Recuperación calor total	10175	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	83,68%	
	1,26	MW

Potencia electrica Horas Punta	3784	MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	4670	MWh/año
Potencia electrica	8454	MWh/año
Potencia electrica Vendida Real (*)	7862	MWh/año

FUE	75,52%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	63,27%

Motor 3516 FG1000TL+ Motor 3516 FG1000TL

MOTOR: 3516 FG1000TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1049	997	kW	100,00%
Consumo	2812	2812	kW	
Potencia Térmica	1199	1139	kW	

Potencia Eléctrica	617	586	kW	59,00%
Consumo	1803	1803	kW	
Potencia Térmica	873,5	830	kW	

Potencia Eléctrica	522	496	kW	50,00%
Consumo	1562	1562	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	

MOTOR: 3516 FG1000TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1049	997	kW	100,00%
Consumo	2812	2812	kW	
Potencia Térmica	1199	1139	kW	

Potencia Eléctrica	711	675	kW	68,00%
Consumo	2033	2033	kW	
Potencia Térmica	959	911	kW	

Potencia Eléctrica	596	566	kW	57,00%
Consumo	1747	1747	kW	
Potencia Térmica	853	810	kW	

Potencia Eléctrica	522	496	kW	50,00%
Consumo	1562	1562	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309 MWh/año
Recuperación total de calor teórica	10142 MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	9432 MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	1877 MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	24491 MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22777 MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2289 MWh PCS/año
Consumo Total	25065 MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998 MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2289 MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11709 MWh PCS/año

Recuperación calor total	10142 MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	83,40%
	1,26 MW

Potencia electrica Horas Punta	3683 MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	4635 MWh/año
Potencia electrica	8318 MWh/año
Potencia electrica Vendida Real (*)	7736 MWh/año

FUE	75,38%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	62,91%

Motor 3516 FG1000TL+ Motor 3512 FG750TL

MOTOR: 3516 FG1000TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	1049	997	kW	100,00%
Consumo	2812	2812	kW	
Potencia Térmica	1199	1139	kW	
Potencia Eléctrica	617	586	kW	59,00%
Consumo	1803	1803	kW	
Potencia Térmica	873,5	830	kW	
Potencia Eléctrica	522	496	kW	50,00%
Consumo	1562	1562	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	

MOTOR: 3512 FG750TL

	Nominal	Disponible		Carga
Potencia Eléctrica	786	747	kW	100,00%
Consumo	2115	2115	kW	
Potencia Térmica	930	884	kW	
Potencia Eléctrica	588	559	kW	75,00%
Consumo	1661	1661	kW	
Potencia Térmica	779	740	kW	
Potencia Eléctrica	516	490	kW	66,00%
Consumo	1494	1494	kW	
Potencia Térmica	716	680	kW	
Potencia Eléctrica	389	370	kW	50,00%
Consumo	1198	1198	kW	
Potencia Térmica	612	581	kW	

Recuperación

Demanda Térmica	11309	MWh/año
Recuperación total de calor teórica	9949	MWh/año
Recuperación total de calor real (*)	9253	MWh/año
Calor no recuperado (obtenido a partir de gas)	2056	MWh/año

Consumos

Consumo de gas Cogeneración	23685	MWh PCS/año
Consumo de gas Cogeneración Real (*)	22027	MWh PCS/año
Consumo de gas en obtener Calor no recuperado	2508	MWh PCS/año
Consumo Total	24535	MWh PCS/año

(*) Considerando una disponibilidad de la cogeneración del 93%

Consumo actual gas natural en procesos	13998	MWh PCS/año
Consumo de gas natural en procesos con cogeneración	2508	MWh PCS/año
Ahorro de gas natural en procesos	11490	MWh PCS/año

Recuperación calor total	9949	MWh/año
Cobertura Demanda Térmica	81,82%	
	1,23	MW

Potencia electrica Horas Punta	3634	MWh/año
Potencia electrica Horas Valle	4402	MWh/año
Potencia electrica	8036	MWh/año
Potencia electrica Vendida Real (*)	7473	MWh/año

FUE	75,94%
Rendimiento Eléctrico Equivalente (RD 661/2007)	63,63%

Anexo IV.- Estudios Económicos

En el presente anexo, se muestran los estudios económicos y análisis de explotación anuales correspondientes a cada uno de los estudios energéticos efectuados, y que cumplen el REE mínimo (55%).

Consideraciones previas

1. Estimación precio Mwh de gas natural consumido.

Para poder hacer una comparación económica entre la situación actual, y con la instalación de la planta de cogeneración, necesitamos conocer el coste de la energía primaria. Para ello, realizaremos una estimación de su precio.

La estimación del precio del Gas Natural lo hemos hecho de la siguiente manera:

En primer lugar, hemos supuesto un consumo de 25000 Mwh/año, ya que en la mayoría de los estudios energéticos, el consumo está en torno a esta cifra.

Nos basaremos en el RD de 11 de abril de 2007, que regula los precios de gas, las tarifas correspondientes al **grupo 2.4**, ($4 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$).

Consumo Anual	Consumo Medio Diario	Término Fijo	Término Variable	Fijo Anual	Variable Anual	Total anual
Kwh/año	Kwh	€/ (Kwh/día)/mes	€/Kwh	€	€	€
25000000	68493	0,047504	0,021248	39044	531200	570244,

Con estos datos, nos sale un precio estimado de: **22,809775 €/Mwh** de Gas Natural.

2. Cálculo de Precio de Venta Mwh_e.

- Tarifa Regulada.

Se aplicarán las tarifas correspondientes a las instalaciones clasificadas en el subgrupo a.1.1, publicadas en el Real Decreto 661/2007, en el artículo 35. Dichas tarifas, desglosadas por potencias son:

Potencia	Tarifa Regulada c€/Kwh
P<0,5 MW	12,0400



0,5<P<1 MW	9,8800
1<P<10 MW	7,7200

- Complemento Eficiencia

Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del Rendimiento Eléctrico Equivalente, percibirán un complemento por eficiencia, basado en un ahorro de energía primaria incremental, cuya cuantía será determinada de la siguiente forma, según el RD 661/2007:

Complemento por eficiencia = $1,1 \times (1/REEminimo - 1/REEi) \times Cmp$

REEminimo: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido. En Motores de Gas Natural, este REE es del 55% (49,5% si $P < 1MW$).

REEi: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado.

Cmp: Coste unitario de la materia prima del gas natural: 0,019970 €/kWh, Según Real Decreto del 11 de Abril de 2007.

- Complemento Reactiva

Según el RD 661/2007, toda instalación acogida al régimen especial, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia entregado de 7,8441 c€/kwh. Dicho porcentaje, se establece en el anexo V de dicho Real Decreto.

Para este proyecto, con un factor de potencia $Fp=1$, y venta de energía en “Llano”, el porcentaje a aplicar será del 4%.

- Coste de desvíos

La compañía eléctrica cobra en concepto de desvíos eléctricos e interconexión un 0,5% sobre la tarifa regulada: 0,5% Tarifa-c€/Kwh.

3. Gastos de explotación.

Se han estimado una serie de gastos de explotación, cuyos importes son los siguientes:

• Mantenimiento Motogenerador	7,2 €/Mwh
• Lubricación motogenerador	0,85€/Mwh
• Mantenimiento preventivo instalaciones	3m€/año
• Mantenimiento correctivo instalaciones	2,5% Instalaciones
• Contratación potencia eléctrica socorro	2m€/año
• Agua y tratamiento antilegionela	3m€/año
• Gestión venta electricidad	0,95€/Mwh
• Seguros	1% Inversión realizada.

4. Cálculo ahorros

Para evaluar correctamente la rentabilidad del proyecto, no debemos ceñirnos a un balance de ingresos y gastos convencionales, sino que tenemos que tener en cuenta el gasto en energía primaria actual que evitaríamos con la instalación de una planta de cogeneración.

Por ello, se contabiliza dicho ahorro como si fuera un ingreso adicional al de la venta de energía, a la hora de calcular los flujos de caja anuales del proyecto.

5. Cálculo del periodo de retorno simple (Pay-Back Simple)

Con este parámetro calculamos cuando los flujos de caja igualan la inversión inicial. Lo hallamos según la fórmula:

$$\text{Periodo de Retorno Simple} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{EBITDA anual}}$$

Motor Caterpillar 3508 FG500

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,8098 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	3957 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	120,04 €/MWh
Coste desvíos :	-0,6 €/MWh
Complemento Eficiencia:	11,0 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>133,5 €/MWh</u>
Ingreso:	528 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	7842 MWhPCS/año
Motogenerador:	11177 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>19019 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	434 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	28 m€/año
Lubricación motogenerador	3 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	34 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	4 m€/año
Seguros	0 m€/año
Gasto:	<u>78 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
-17 m€/año	
RESULTADO	
336 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo	
Motogenerador	284 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	863 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	932 m€

Pay Back Simple	2,8 Años
-----------------	----------

Motor Caterpillar 3512 FG750-TL

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	6051 MWhe/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	98,8 €/MWh
Coste desvíos :	-0,5 €/MWh
Complemento Eficiencia:	9,3 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>110,8 €/MWh</u>
Ingreso:	670 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	5288 MWhPCS/año
Motogenerador:	<u>17230 MWhPCS/año</u>
Compras de gas:	22518 MWhPCS/año
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	514 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	44 m€/año
Lubricación motogenerador	5 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	34 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	6 m€/año
Seguros	0 m€/año
Gasto:	97 m€/año
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
-60 m€/año	
RESULTADO	
379 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo	
Motogenerador	284 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	863 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	932 m€

Pay Back Simple	2,5 Años
-----------------	----------

Motor Caterpillar FG1000TL

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	8076 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	98,8 €/MWh
Coste desvíos :	-0,5 €/MWh
Complemento Eficiencia:	6,1 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	107,6 €/MWh
Ingreso:	869 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	3931 MWhPCS/año
Motogenerador:	22909 MWhPCS/año
Compras de gas:	26840 MWhPCS/año
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	612 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	58 m€/año
Lubricación motogenerador	7 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	8 m€/año
Seguros	10 m€/año
Gasto:	106 m€/año
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
-151 m€/año	
RESULTADO	
470 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	470 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	1049 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1117 m€

Pay Back Simple	2,4 Años
-----------------	----------

Motor Caterpillar 3516B

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	8923 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	72,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	0,3 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>75,3 €/MWh</u>
Ingreso:	672 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	3752 MWhPCS/año
Motogenerador:	25116 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>28867 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	658 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	64 m€/año
Lubricación motogenerador	8 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	8 m€/año
Seguros	14 m€/año
Gasto:	<u>116 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
103 m€/año	
RESULTADO	
216 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	792 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	1371 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1440 m€

Pay Back Simple	6,7 Años
-----------------	----------

Motor CAT 3512 FG-1000-TL.

Operando a cargas Parciales

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	5830 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	98,8 €/MWh
Coste desvíos :	-0,5 €/MWh
Complemento Eficiencia:	13,7 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>115,2 €/MWh</u>
Ingreso:	671 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	3762 MWhPCS/año
Motogenerador:	<u>17273 MWhPCS/año</u>
Compras de gas:	21035 MWhPCS/año
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	480 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	42 m€/año
Lubricación motogenerador	5 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	6 m€/año
Seguros	<u>10 m€/año</u>
Gasto:	85 m€/año
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
-106 m€/año	
RESULTADO	
425 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	470 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	1049 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1117 m€

Pay Back Simple	2,6 Años
-----------------	----------

Motor CAT 3516B.

Operando a cargas Parciales

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	6447 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	6,7 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>86,7 €/MWh</u>
Ingreso:	559 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	3631 MWhPCS/año
Motogenerador:	19013 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>22644 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	517 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	46 m€/año
Lubricación motogenerador	5 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	6 m€/año
Seguros	12 m€/año
Gasto:	<u>93 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
51 m€/año	
RESULTADO	
269 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	650 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	1229 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1298 m€

Pay Back Simple	4,8 Años
-----------------	----------

Motor CAT 3516C.
Operando a cargas Parciales

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	8121 MWhe/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	5,0 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>84,9 €/MWh</u>
Ingreso:	690 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	2796 MWhPCS/año
Motogenerador:	22949 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>25745 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	587 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	58 m€/año
Lubricación motogenerador	7 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	8 m€/año
Seguros	14 m€/año
Gasto:	<u>109 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
7 m€/año	
RESULTADO	
312 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	792 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	1371 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1440 m€

Pay Back Simple	4,6 Años
-----------------	----------

Motor CAT 3520B CHL.
Operando a cargas Parciales

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	9502 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	0,9 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>80,8 €/MWh</u>
Ingreso:	768 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	1631 MWhPCS/año
Motogenerador:	27986 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>29617 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	676 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	68 m€/año
Lubricación motogenerador	8 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	14 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	9 m€/año
Seguros	14 m€/año
Gasto:	<u>122 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
30 m€/año	
RESULTADO	
289 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	846 m€
Instalación Eléctrica	83 m€
Sistema de gestión y control	33 m€
Sistema de recuperación de calor	330 m€
Auxiliares	107 m€
Teledisparo	26 m€
Total Suministros	1425 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1494 m€

Pay Back Simple	5,2 Años
-----------------	----------

Solución Modular.

Motor 3512 FG750TL, y Motor 3520C

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	7638 MWhe/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	5,5 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>85,5 €/MWh</u>
Ingreso:	653 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	2829 MWhPCS/año
Motogenerador:	21949 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>24777 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	565 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	107 m€/año
Lubricación motogenerador	13 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	28 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	7 m€/año
Seguros	22 m€/año
Gasto:	<u>185 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
97 m€/año	
RESULTADO	
222 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	1077 m€
Instalación Eléctrica	160 m€
Sistema de gestión y control	60 m€
Sistema de recuperación de calor	640 m€
Auxiliares	220 m€
Teledisparo	30 m€
Total Suministros	2187 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	2256 m€

Pay Back Simple	10,1 Años
-----------------	-----------

Solución Modular.

Motor 3512 FG750TL, y Motor 3512 FG750TL

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	7504 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	5,8 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>85,8 €/MWh</u>
Ingreso:	643 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	2682 MWhPCS/año
Motogenerador:	<u>21785 MWhPCS/año</u>
Compras de gas:	24467 MWhPCS/año
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	558 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	105 m€/año
Lubricación motogenerador	13 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	29 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	7 m€/año
Seguros	<u>17 m€/año</u>
Gasto:	179 m€/año
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
93 m€/año	
RESULTADO	
226 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	568 m€
Instalación Eléctrica	170 m€
Sistema de gestión y control	60 m€
Sistema de recuperación de calor	660 m€
Auxiliares	210 m€
Teledisparo	50 m€
Total Suministros	1718 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1787 m€

Pay Back Simple	7,9 Años
-----------------	----------

Solución Modular.

Motor 3512 FG750TL, y Motor 3516 FG1000TL

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	7862 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	5,2 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>85,2 €/MWh</u>
Ingreso:	670 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	2251 MWhPCS/año
Motogenerador:	22940 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>25192 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	575 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	110 m€/año
Lubricación motogenerador	13 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	27 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	7 m€/año
Seguros	18 m€/año
Gasto:	<u>184 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
89 m€/año	
RESULTADO	
230 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	754 m€
Instalación Eléctrica	150 m€
Sistema de gestión y control	65 m€
Sistema de recuperación de calor	600 m€
Auxiliares	210 m€
Teledisparo	50 m€
Total Suministros	1829 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	20 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1908 m€

Pay Back Simple	8,3 Años
-----------------	----------

Solución Modular.

Motor 3516 FG1000TL, y Motor 3516 FG1000TL

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	7736 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	5,0 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	<u>85,0 €/MWh</u>
Ingreso:	657 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	2289 MWhPCS/año
Motogenerador:	22777 MWhPCS/año
Compras de gas:	<u>25065 MWhPCS/año</u>
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	572 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	108 m€/año
Lubricación motogenerador	13 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	28 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	7 m€/año
Seguros	20 m€/año
Gasto:	<u>185 m€/año</u>
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
99 m€/año	
RESULTADO	
220 m€/año	

INVERSION

Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	940 m€
Instalación Eléctrica	150 m€
Sistema de gestión y control	50 m€
Sistema de recuperación de calor	650 m€
Auxiliares	210 m€
Teledisparo	45 m€
Total Suministros	2045 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	10 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	2114 m€

Pay Back Simple	9,6 Años
-----------------	----------

Solución Modular.

Motor 3516 FG1000TL, y Motor 3512 FG750TL

1 Situación actual:	
Compra de gas para procesos:	
Energía comprada:	13998 MWhPCS/año
Precio referencia:	Precio estimado de compra en el mercado libre para un grupo de peaje 2.4. Incluye Término de Energía y Factor de Capacidad
Precio unitario final:	22,809775 €/MWh PCS
Gasto:	319 m€/año
TOTAL GASTO SITUACION ACTUAL	
319 m€/año	
2 Situación propuesta:	
Ingresos por venta de electricidad:	
Energía vendida:	7473 MWh/año
Precio referencia:	RD 661/2007 opción de venta a Tarifa
Complementos retributivos:	
Tarifa:	77,2 €/MWh
Coste desvíos :	-0,4 €/MWh
Complemento Eficiencia:	5,4 €/MWh
Complemento Reactiva:	3,1 €/MWh
Precio unitario final:	85,4 €/MWh
Ingreso:	638 m€/año
Gasto en compra de gas natural:	
Procesos:	2508 MWhPCS/año
Motogenerador:	22027 MWhPCS/año
Compras de gas:	24535 MWhPCS/año
Precio unitario final:	22,81 €/MWhPCS
Gasto:	560 m€/año
Gastos de explotación:	
Mantenimiento integral motogenerador (*)	105 m€/año
Lubricación motogenerador	13 m€/año
Mantenimiento preventivo instalaciones	3 m€/año
Mantenimiento correctivo instalaciones	27 m€/año
Contratación potencia eléctrica de socorro	2 m€/año
Agua y tratamiento antilegionela	3 m€/año
Gestión venta electricidad	7 m€/año
Seguros	18 m€/año
Gasto:	178 m€/año
(*) Incluye una puesta a "0" a las 50000h	
TOTAL GASTO SITUACION PROPUESTA	
99 m€/año	
RESULTADO	
220 m€/año	

INVERSION

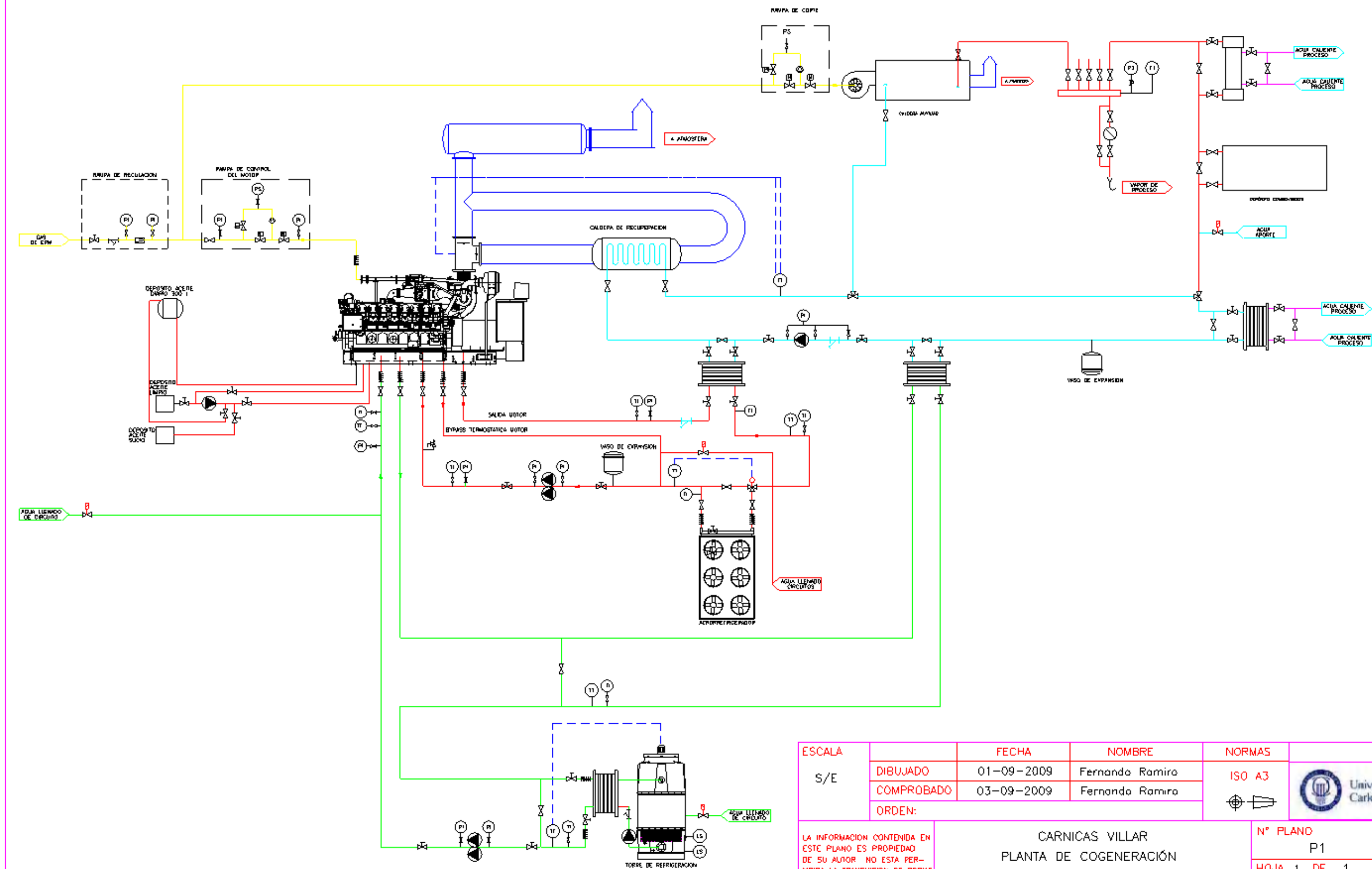
Suministro equipos	
Grupo Motogenerador	754 m€
Instalación Eléctrica	150 m€
Sistema de gestión y control	65 m€
Sistema de recuperación de calor	600 m€
Auxiliares	210 m€
Teledisparo	50 m€
Total Suministros	1829 m€
Ingeniería dirección Obra	46 m€
Obra civil	20 m€
Prevención riesgos laborales	3 m€
Administrativos: Tasas, visados, licencias	5 m€
Derechos Cías. Distribuidoras:	5 m€
	1908 m€


Pay Back Simple	8,7 Años
-----------------	----------

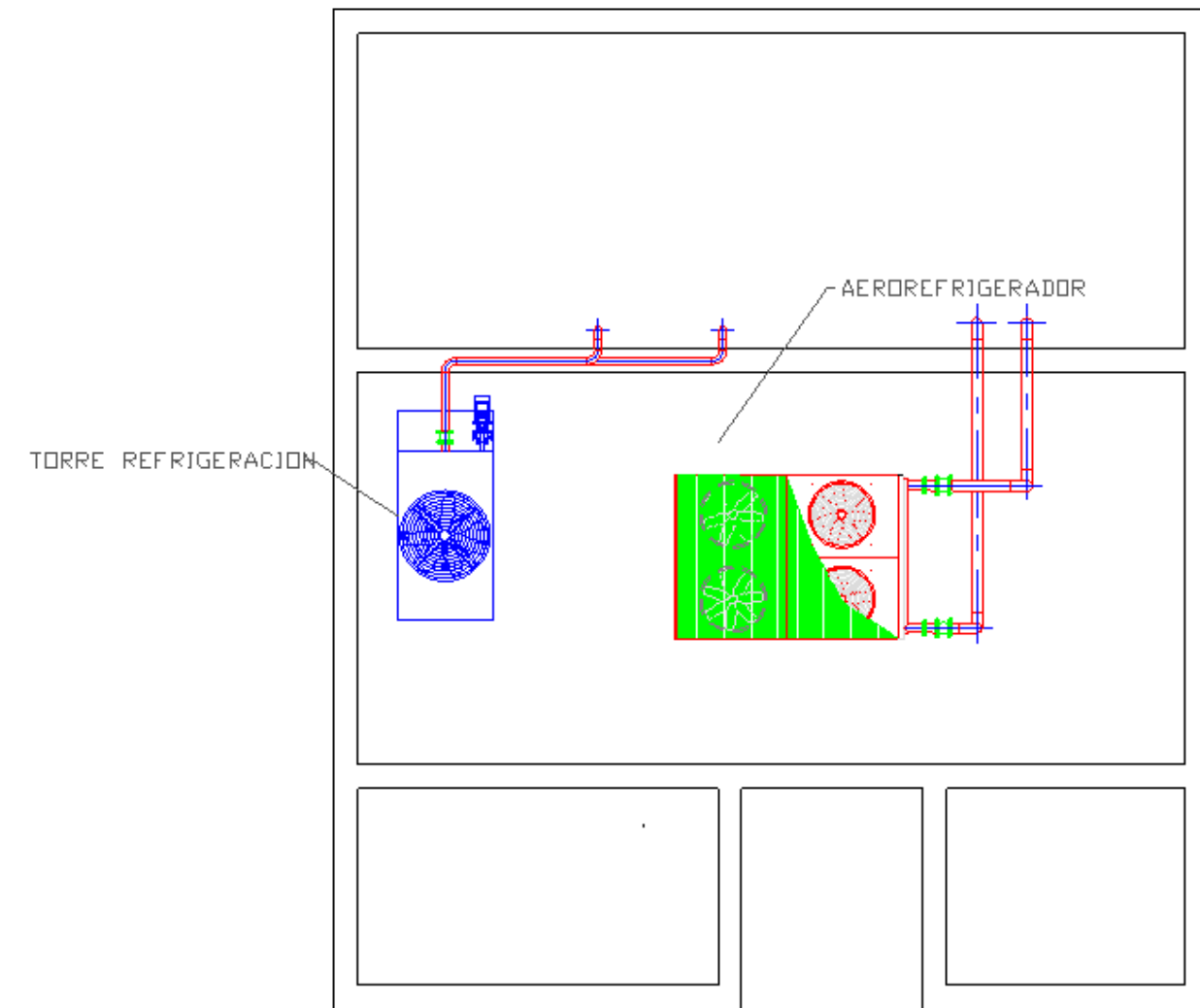
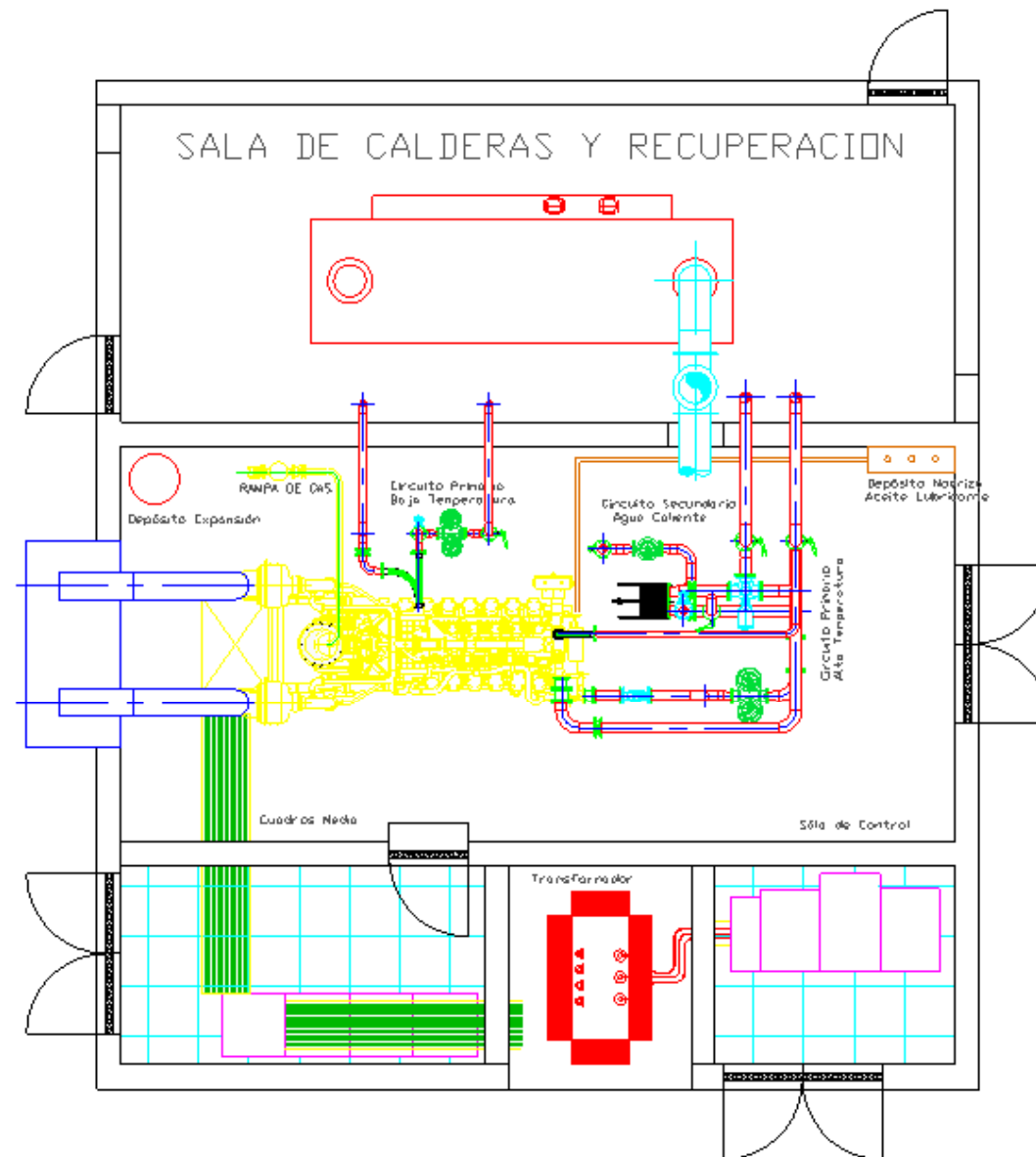
Anexo V.-Planos


En el presente anexo, se encuentran los siguientes Planos.

- **Plano P1.** Diagrama Instalación planta de Cogeneración
- **Plano P2.** Implantación Planta Cogeneración



ESCALA	FECHA	NOMBRE	NORMAS	 Universidad Carlos III de Madrid
S/E	01-09-2009	Fernando Ramiro	ISO A3	
DIBUJADO	03-09-2009	Fernando Ramiro		
COMPROBADO				
ORDEN:				
LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PLANO ES PROPIEDAD DE SU AUTOR. NO ESTÁ PERMITIDA LA TRANSMISIÓN DE COPIAS A TERCEROS SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA FUERA DEL ALCANCE DEL PROYECTO.				
CARNICAS VILLAR PLANTA DE COGENERACIÓN MOTOR CAT G3516B FG1000TL DIAGRAMA DE PROCESO				
				N° PLANO P1
				REV. 00
				HOJA 1 DE 1
				SUSTITUYE A
				SUSTITUIDO POR



ESCALA		FECHA	NOMBRE	NORMAS	
S/E	DIBUJADO	01-09-2009	Fernando Ramiro	ISO A3	 Universidad Carlos III de Madrid
	COMPROBADO	03-09-2009	Fernando Ramiro		
	ORDEN.				
LA INFORMACION CONTENIDA EN ESTE PLANO ES PROPIEDAD DE FINANZAUTO, S.A. NO ESTA PERMITIDA LA TRANSMISION DE COPIAS A TERCEROS SIN AUTORIZACION ESCRITA FUERA DEL ALCANCE DEL PROYECTO.		CÁRNICAS VILLAR PLANTA DE COGENERACIÓN MOTOR CAT 3516B FG1000TL IMPLANTACIÓN			Nº PLANO
					P2
					REV.
					00
					HOJA 1 DE 1
					SUSTITUYE A
					SUSTITUIDO POR